



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

**Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“Diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de
batería de Li-Ion para mejorar el servicio eléctrico en la
ciudad de San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú”**

PRESENTADO POR:

Bach. Aponte Honores, Luis Miguel

ASESOR:

Lic. Gutiérrez Atoche, Egberto Serafín

Lambayeque – Perú

2020



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

TESIS

Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“Diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de
batería de Li-Ion para mejorar el servicio eléctrico en la
ciudad de San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú”**

PRESENTADO POR:

Bach. Aponte Honores, Luis Miguel

Aprobado por el Jurado Examinador:

PRESIDENTE: Dr. Ing. Salazar Mendoza, Aníbal Jesús

SECRETARIO: M.Sc. Ing. Villalobos Cabrera, Jony

MIEMBRO: Ing. Puyen Mateo, Néstor Daniel

ASESOR: Lic. Gutiérrez Atoche, Egberto Serafín

Lambayeque – Perú

2020



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA TESIS

TITULO

**“Diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup De
batería de Li-Ion para mejorar el servicio eléctrico en la ciudad de
San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú”**

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE LA INVESTIGACIÓN

CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Dr. Ing. Salazar Mendoza, Aníbal Jesús
PRESIDENTE

MSc. Ing. Villalobos Cabrera, Jony
SECRETARIO

Ing. Puyen Mateo, Néstor Daniel
MIEMBRO

Lic. Gutiérrez Atoche, Egberto Serafín
ASESOR

Lambayeque – Perú

2020

DEDICATORIA

A mi madre Elva por ser el pilar más importante en mi familia y demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional, a mi padre Miguel por creer en mí, por su sacrificio y esfuerzo para poder educarme y que no me faltara nada.

A mis hermanos, Diana y Junior quienes siempre estuvieron ahí conmigo, apoyándome de alguna u otra manera cuando los necesitaba, por su afecto hacia mi persona y sobre todo haberme aguantado durante todos estos años.

A mi compañera sentimental que siempre estuvo a mi lado ayudándome y motivándome a seguir con mi investigación y a mis amigos por todas las experiencias compartidas y que hacen los momentos difíciles más llevaderos.

AGRADECIMIENTO

Primero quiero agradecer a Dios por todas las cosas buenas que me ha permitido vivir.

A la escuela profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica que mediante sus docentes inculcaron sus conocimientos que servirán de gran apoyo para el desarrollo personal y profesional.

De igual manera a mi asesor, al Lic. Egberto Serafín Gutiérrez Atoche por haberme guiado por el camino correcto durante el desarrollo de mi tesis.

Para finalizar a mis amigos que desde la distancia me acompañaron a lo largo de este proceso

A todos muchas gracias.

RESUMEN

En esta tesis se propone el diseño de una microrred (fotovoltaica/diésel) con backup de baterías de Li-Ion en la ciudad de San Antonio del Estrecho en el departamento de Loreto. El diseño tiene como objetivo mejorar el servicio eléctrico y plantear una solución al problema encontrado en los sistemas de generación térmica aislada, que es la restricción de suministro eléctrico, debido a los altos costos de operación y mantenimiento y así mismo busca reducir las emisiones de CO₂.

Para realizar el diseño de la microrred se estimó la demanda energética mediante los datos brindados por la prestadora del servicio eléctrico en el lugar de estudio, se analizaron los datos solares de la zona obtenido de la base de datos NREL NRSDB, luego se procedió a realizar el diseño de la microrred que está formado por 988 módulos fotovoltaicos de la marca de la marca JINKO de 400 W , un sistema de almacenamiento con capacidad de 250 kWh de la marca QINOUS ESS, 04 inversores SMA Sunny Highpower Peak 1 de 75 kW cada uno, para el sistema de control y comunicaciones se seleccionaron 02 Controladores automáticos DEIF para los grupos electrógenos operativos (modelo: AGC-200), 01 controlador automático DEIF para la planta fotovoltaica (modelo: ASC-4 Solar) y Controlador automático DEIF para el sistema de almacenamiento (modelo: ASC-4 Battery), finalmente se realizó la simulación obteniendo que la energía fotovoltaica posible de generar el primer año es de 502,751 kWh, mientras que en un horizonte de 30 años alcanza los 13, 493,343 kWh. En cuanto a la evaluación económica, se obtuvo un VAN de \$8,755.01 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 10.20% , mostrando que el sistema es económicamente rentable.

Palabras claves: Microrred, Modulo fotovoltaico, Demanda energética

ABSTRACT

This thesis proposes the design of a microgrid (photovoltaic / diesel) backed by Li-Ion batteries in the city of San Antonio del Estrecho in the department of Loreto. The design aims to improve the electrical service and propose a solution to the problem found in isolated thermal generation systems, which is the restriction of electricity supply, due to high operating and maintenance costs and also seeks to reduce CO₂ emissions.

To carry out the design of the microgrid, the energy demand was estimated by means of the data provided by the electric service provider at the place of study, the solar data of the area obtained from the NREL NRSDB database was analyzed, then proceeded to perform The design of the microgrid consisting of 988 photovoltaic modules of the JINKO brand of 400 W, a storage system with a capacity of 250 kWh of the QINOUS ESS, 04 SMA Sunny Highpower Peak 1 inverters of 75 kW each, for the control and communications system were selected 02 DEIF automatic controllers for the operating generator sets (model: AGC-200), 01 DEIF automatic controller for the photovoltaic plant (model: ASC-4 Solar) and DEIF automatic controller For the storage system (model: ASC-4 battery), finally the simulation was carried out obtaining the possible photovoltaic energy to generate the first year is 502,751 kWh, while in a 30 year horizon it reaches 13, 493,343 kWh. Regarding the economic evaluation, obtain a NPV of \$8,755.01 and an Internal Rate of Return (IRR) of 10.20%, showing that the system is economically profitable.

Keywords: Microgrid, Photovoltaic module, Energy demand

INDICE

DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT	VII
INDICE	VIII
INDICE DE TABLAS	XI
INDICE DE FIGURAS	XIII
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACION:.....	2
1.1 Realidad Problemática.....	2
1.2 Formulación del Problema.....	2
1.3 Delimitación de la Investigación	2
1.4 Justificación	5
1.5 Limitaciones de la tesis.....	5
1.6 Objetivos de la tesis.....	5
1.6.1 Objetivo general	5
1.6.2 Objetivo específico.....	5
CAPITULO II: MARCO TEORICO	7
2.1 Antecedentes.....	7
2.2 Teoría relacionada al tema de desarrollo	10
2.2.1 Microrredes	10

2.2.2	Sistemas de almacenamiento en microrredes	15
2.2.3	Ejemplos de microrredes a nivel mundial	20
2.2.4	Sistema fotovoltaico	23
2.2.5	Grupos Electrógenos	38
2.2.6	Gestor Energético	43
2.2.7	SAM (System Advisor Model)	48
2.3	Marco normativo	48
2.4	Definición conceptual de la terminología empleada	50
CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO		53
3.1	Tipo y diseño de investigación	53
3.2	Población y muestra.....	53
3.3	Formulación de la hipótesis	53
3.4	Operacionalización de las variables	53
3.5	Métodos y técnicas de investigación	55
3.5.1	Métodos de investigación.....	55
3.5.2	Técnicas de investigación.....	55
3.6	Descripción de los instrumentos utilizados	55
3.7	Análisis e interpretación de datos	56
CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACION.....		57
4.1	Propuesta de Investigación	57
CAPITULO V: ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS		59
5.1	Análisis de Demanda	59
5.2	Evaluación del recurso solar	64

5.3	Ubicación de la planta pv	66
5.4	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	67
5.4.1	Potencia fotovoltaica preliminar	67
5.4.2	Modulo fotovoltaico.....	68
5.4.3	Inversor.....	68
5.4.4	Configuración de arreglo solar.....	69
5.4.5	Orientación	70
5.4.6	Análisis de Sombras	71
5.5	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento	72
5.6	Sistema de control y comunicación	73
5.7	Simulación del Funcionamiento de la Microrred	78
5.8	Conductores	78
5.9	Conexiones y protecciones	83
5.10	Evaluación Económica.....	87
5.10.1	Inversión.....	87
5.10.2	Costo de kWh generado.	89
5.10.3	Flujo Caja	91
CAPITULO VI: CONCLUSIONES		92
BIBLIOGRAFIA.....		93
ANEXOS.....		96

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos San Antonio Del Estrecho.....	3
Tabla 2 Temperaturas En La Ciudad San Antonio Del Estrecho.....	4
Tabla 3 Comparación De Tecnologías Para Sistemas De Almacenamiento De Energía.....	20
Tabla 4 Prototipos De Microrredes En C.A En El Mundo.....	23
Tabla 5 Clasificación De Paneles Según El Tipo De Celdas	31
Tabla 6 Operacionalizacion De Las Variables	54
Tabla 7 Equipamiento De La Central Térmica Del Estrecho.....	59
Tabla 8 Máxima Demanda Por Mes (2018-2019).....	60
Tabla 9 Máxima Demanda Del Mes De Marzo	61
Tabla 10 Día De Máxima Demanda.....	62
Tabla 11 Resumen De Máxima Y Mínima Demanda	63
Tabla 12 Base De Datos De Radiación Usadas.....	65
Tabla 13 Coordenadas Utm De La Ubicación De La Planta Pv	66
Tabla 14 Características Técnicas Del Módulo Fotovoltaico	68
Tabla 15 Características De Los Inversores	69
Tabla 16 Configuración De Arreglo Solar	70
Tabla 17 Detalle De Orientación.....	70
Tabla 18 Datos Técnicos De Las Baterías	73
Tabla 19 Equipo De Monitoreo Y Control Del Sistema	74
Tabla 20 Parámetro Controlador Automático G.E.....	74
Tabla 21 Parámetro Inverter Manager	75
Tabla 22 Dispositivo De Medición Planta Pv	76
Tabla 23 Dispositivo De Medición De Cargas.....	77

Tabla 24 Características Eléctricas Del Conductor	81
Tabla 25 Conductores Para Sistemas Fotovoltaicos	81
Tabla 26 Características Recomendadas Conductor Ac	83
Tabla 27 Características Dispositivos Protección En Dc	87
Tabla 28 Precio De Los Componentes Seleccionados	88
Tabla 29 Inversion Total De La Propuesta.....	88
Tabla 30 Flujo De Caja	91

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. San Antonio Del Estrecho.....	3
Figura 2. Mapa Politico San Antonio Del Estrecho	4
Figura 3. Esquema De Una Microrred	11
Figura 4. Arquitectura Jerárquica De Control En Una Microrred.....	14
Figura 5. Batería Electroquímica	16
Figura 6. Batería Plomo-Acido	17
Figura 7. Batería Niquel-Cadmio	17
Figura 8. Batería Li-Ion.....	19
Figura 9. Vista Del Pueblo Y La Planta Fotovoltaica	22
Figura 10. Esquema De Distribución De La Energía Solar	24
Figura 11. Componentes De La Radiación Solar	25
Figura 12. Coordenadas Solares.....	26
Figura 13. Horas Solar Pico	27
Figura 14. Celdas Fotovoltaicas	28
Figura 15. Estructura De La Celda Fotovoltaica.....	30
Figura 16. Inversor Central	34
Figura 17. Inversor Por Cadena.....	34
Figura 18. Inversor Por Modulo.....	35
Figura 19. Esquema Eléctrico De Un Generador	36
Figura 20. Estructura Fija.....	37
Figura 21. Instalación De Seguidor Solar	38
Figura 22. Componentes De Un Grupo Electrónico	41
Figura 23. Propuesta De Investigación	58

Figura 24. Diagrama Unifilar C.T El Estrecho	60
Figura 25. Diagrama Del Día De Máxima Demanda (13-03-2019)	63
Figura 26. Perfil De Demanda Estimado	64
Figura 27. Promedio De Los Valores Anuales Calculados A Partir De Los Datos Meteorológicos Descargados En Sam.....	65
Figura 28. Valores Promedios De Irradiación Mensual Nrel.....	66
Figura 29. Ubicación De La Planta Pv	67
Figura 30. Perfil De Proyección De Sombras De Un Arreglo Solar Al Siguiendo En Dirección Sur. Módulos De 400 Wp (2008 Mm X 1002 Mm).....	71
Figura 31. Azimut Y Altitud	72
Figura 32. Simulación Del Funcionamiento De La Microrred	78
Figura 33. Resistividad De Conductores.....	80
Figura 34. Precio Del Combustible	90

INTRODUCCION

El objetivo de esta tesis es mejorar el servicio eléctrico y plantear una solución al problema general encontrado en aquellos sistemas de generación térmica aislada, que es la restricción de suministro eléctrico, debido a los altos costos de operación y mantenimiento y así mismo busca reducir las emisiones de CO₂. La tesis se desarrolla en 6 capítulos, tal como se detalla a continuación.

En el capítulo I se inicia con una descripción de la problemática existente en la localidad de San Antonio del Estrecho, con la finalidad de solucionar el problema se plantea el objetivo general y específico y así mismo la justificación y importancia.

En el capítulo II, se presenta el marco teórico y los antecedentes, en los cuales se presentan trabajos de investigación y teoría relacionados con el tema de tesis que respaldan nuestra investigación.

En el capítulo III, se presenta el marco metodológico donde se describe el procedimiento desde la obtención de datos hasta su procesamiento.

En el capítulo IV, se presenta la propuesta que vista desde el punto del autor lograra dar una solución a la problemática existente.

En el capítulo V, se muestran los cálculos y resultados que sirven de base para el dimensionamiento y selección de equipos del sistema propuesto.

Por último, se describe las conclusiones a las que se llegó y seguidamente se adjuntan los anexos para una mejor comprensión del trabajo de investigación.

CAPITULO I: PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACION:

1.1 Realidad Problemática

En nuestro país existen zonas rurales o centros poblados donde las redes eléctricas provenientes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no han llegado, dado este acontecimiento estas localidades se electrifican mediante sistemas eléctricos aislados, cuya confiabilidad del servicio en la mayoría de los casos no es la adecuada y con altos costos de generación, estos sistemas equipados con grupos diésel tienen problemas para cubrir la demanda eléctrica, debido a múltiples razones como por ejemplo la logística para llevar el combustible, ya que siendo lugares alejados, a veces sin rutas de acceso, el transporte del combustible a estos lugares resulta muy caro y si a esto añadimos el deterioro de las instalaciones, la mala gestión del sistema y la falta de apoyo por parte del estado dan como resultado un mal servicio eléctrico.

Actualmente la localidad de San Antonio del Estrecho conocido como El Estrecho es una ciudad de Perú que se encuentra ubicado a orillas del río Putumayo, capital del distrito de la Provincia de Putumayo en la Región Loreto, su realidad no es muy ajena en lo descrito anteriormente, ya que la energía eléctrica que abastece a la ciudad es generada únicamente a partir de combustible fósil(diésel), por medio de grupos electrógenos, generando así altos costos de mantenimiento y emisiones de dióxido de carbono (CO₂) al ambiente.

1.2 Formulación del Problema

¿De qué manera el diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de baterías de Li-Ion puede mejorar el servicio eléctrico a la ciudad de San Antonio del Estrecho?

1.3 Delimitación de la investigación

Ubicación Política:

San Antonio del Estrecho, se encuentra ubicada sobre el margen derecho del río Putumayo frontera con la república de Colombia.

En la tabla 1 se podrá mostrar un resumen en la cual se apreciará algunos datos relevantes respecto a su ubicación geográfica.

Tabla 1
Datos San Antonio Del Estrecho

Departamento	Loreto
Provincia	Putumayo
Distrito	Putumayo
Centro poblado	San Antonio del Estrecho
Coordenadas UTM	759265.27 m E, 9728914.59 m
Altitud	106 MSN

Fuente: http://www.pais.gob.pe/tambook/tambo/perfiltambo/index/id_tambo/19132

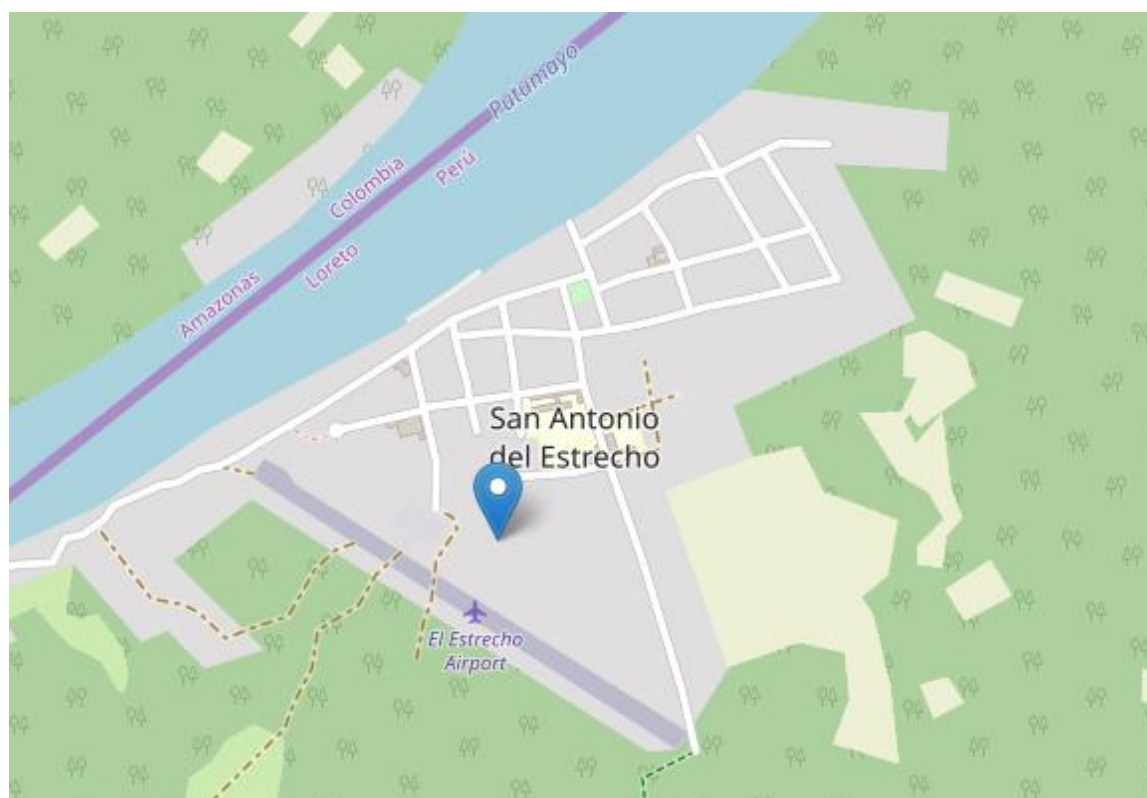


Figura 1. San Antonio del Estrecho

Fuente: http://www.pais.gob.pe/tambook/tambo/perfiltambo/index/id_tambo/19132

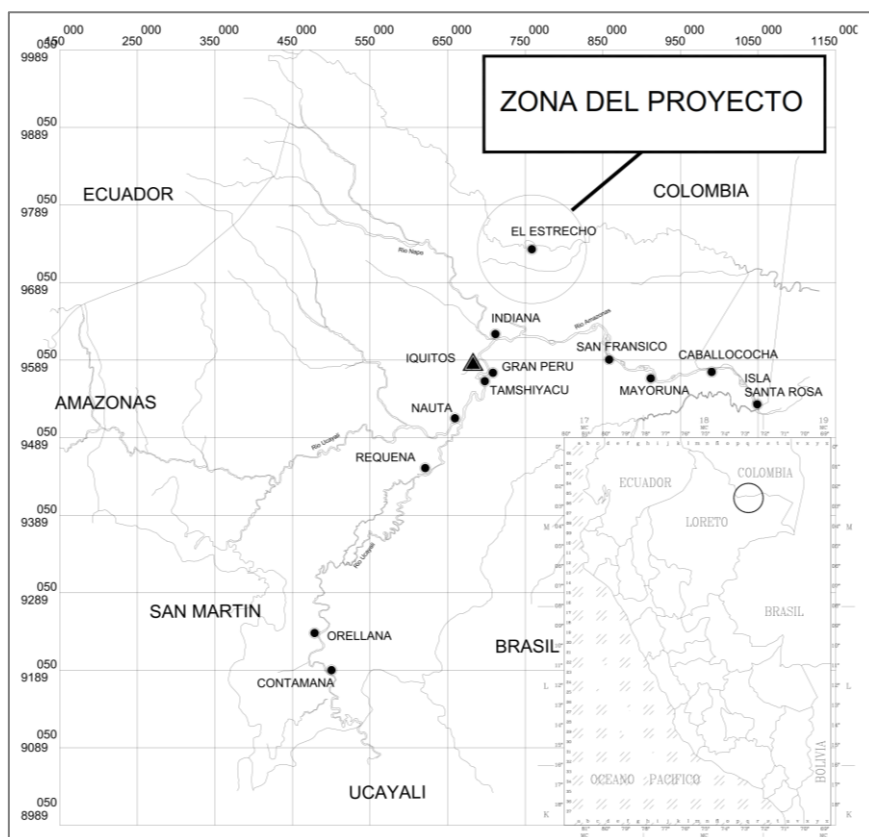


Figura 2. Mapa Político San Antonio Del Estrecho

Fuente: Adaptado del Plano Poligonal “San Antonio Del Estrecho”

Temperatura:

Tabla 2
Temperaturas en la Ciudad San Antonio Del Estrecho

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	26.4	26.6	26.4	26.4	26.4	25.7	25.5	25.9	26.1	26.6	27	26.8
Temperatura min. (°C)	21.8	21.7	21.7	21.7	22.1	21.4	20.9	20.9	21.2	22.2	22.8	21.9
Temperatura max. (°C)	31.1	31.5	31.1	31.2	30.7	30	30.1	30.9	31.1	31.1	31.3	31.7
Temperatura media (°F)	79.5	79.9	79.5	79.5	79.5	78.3	77.9	78.6	79.0	79.9	80.6	80.2
Temperatura min. (°F)	71.2	71.1	71.1	71.1	71.8	70.5	69.6	69.6	70.2	72.0	73.0	71.4
Temperatura max. (°F)	88.0	88.7	88.0	88.2	87.3	86.0	86.2	87.6	88.0	88.0	88.3	89.1
Precipitación (mm)	243	208	290	309	278	233	221	212	214	214	221	234

Fuente: <https://es.climate-data.org/americas-del-sur/peru/loreto/el-estrecho-45827/>

1.4 Justificación

En la localidad de san Antonio del Estrecho, así como en muchas otras a nivel del territorio nacional no es factible la electrificación por medio de la ampliación de las redes eléctricas del SEIN para el suministro de electricidad por el alto costo que este representaría. En este caso las energías renovables como fuente de generación son el principal recurso a tener en cuenta.

El diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de baterías de Li-Ion permitirá la posibilidad de utilizar energías renovables. Es necesario indicar que en la electrificación rural de zonas aisladas no es raro limitar el abastecimiento de energía eléctrica a un determinado número de horas, pero con el diseño de esta microrred, se prevé garantizar la continuidad del servicio eléctrico ya que este posee dos fuentes de energías (fotovoltaica-diésel), así mismo aportará a la conservación del medio ambiente.

El presente estudio pretende despertar el interés de entidades y gobiernos locales, para fomentar la implementación de tecnologías limpias e incluso solucionar la falta de energía eléctrica en lugares de difícil acceso.

1.5 Limitaciones de la tesis

Con respecto a los datos de radiación solar solo contamos con datos promedios de zonas referenciales las cuales la obtenemos de internet, publicados por la NASA POWER y NREL NRSDB (National Solar Radiation Database)

Esta localidad por su lejanía con Iquitos, la capital departamental de Loreto y del resto del país, y el difícil acceso, es un poco difícil conseguir información, limita que es un estudio y diseño, no se construirá un piloto

1.6 Objetivos de la tesis

1.6.1 Objetivo general

Proponer el diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de baterías de Li-ion para mejorar el servicio eléctrico a la ciudad de San Antonio Del Estrecho

1.6.2 Objetivo específico

- a) Dimensionar el sistema fotovoltaico.

- b) Seleccionar el sistema de comunicación y control para administrar el sistema fotovoltaico y los grupos electrógenos.
- c) Validar el sistema propuesto mediante el uso de herramientas computacionales de simulación.
- d) Realizar una evaluación económica del sistema propuesto

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

Antecedentes Internacionales

En *Diseño de una microrred basada en renovables para suministrar electricidad a un área de concesión de la empresa eléctrica regional centro sur* (Sanchez & Fernando, 2017) en España, se diseñó una microrred eléctrica basada en energías renovables para suministrar electricidad a un área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. Primero se realizó mediciones en tiempo real de los parámetros eléctricos necesarios para la obtención de la curva de carga. Luego se obtiene los datos de radiación solar de la base de datos de la NASA para así diseñar el sistema de generación fotovoltaico que incluye paneles solares, inversores; inversores-cargadores y sistema de baterías con autonomía de un día. Mediante la obtención de mediciones de velocidad del viento; se calcula los factores de forma y escala; para luego seleccionar un aerogenerador y determinar la energía anual obtenida con este sistema, el cual servirá de apoyo para la generación fotovoltaica de la microrred; se realizó el dimensionamiento de un sistema formado por un generador diésel de combustión interna., Una vez definido los equipos que conformarán la microrred eléctrica; se elabora un esquema en donde se observa cada una de las conexiones y funcionamiento de cada componente. Finalmente se elaboró un presupuesto económico, el cual refleja el costo de implementación de la microrred y así determinar la viabilidad económica, técnica y medioambiental.

Según **Semaria Ruiz Alvarez** (2016) en su tesis titulada “*Metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica*” propone una metodología para realizar el diseño de una microrred híbrida aislada, empleando métodos de optimización iterativos y considerando como caso de estudio el municipio de Unguía en el departamento de Chocó. El diseño busca minimizar el costo de operación de la red y las emisiones de CO₂, garantizando un nivel de confiabilidad en el suministro. El diseño de la microrred considera los siguientes elementos: generadores Diésel, un banco de baterías, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, un sistema de almacenamiento por bombeo de agua y vehículos eléctricos. Para dar un enfoque realista se consideran variaciones horarias en la demanda eléctrica, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la radiación solar. Estos datos fueron reportados por entidades de medición del clima y prestadoras del servicio eléctrico en el lugar de estudio. Las variables de diseño son: el número de paneles fotovoltaicos, el número

de aerogeneradores y el número de baterías para un tipo dado de cada elemento, el volumen del tanque de almacenamiento de agua, la potencia nominal de la bomba y de la turbina hidráulica. Además, se calcula la potencia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, la demanda no suministrada y la potencia entregada por el generador Diésel en cada hora. Se proponen dos enfoques para resolver el problema de optimización planteado: optimización basada en escenarios determinísticos y optimización basada en escenarios probabilísticos. Los resultados obtenidos con ambos métodos se comparan con los diseños calculados usando los siguientes métodos tradicionales: el software HOMER y una metodología heurística basada en algoritmos genéticos. Con los métodos propuestos se obtienen diseño con mínimo costo.

En *Análisis, modelamiento y gestión de una microrred eléctrica para residenciales usando paneles fotovoltaicos* (Ruiz & Rodolfo, 2014) en Quito, Ecuador se analizó una propuesta alternativa al usuario o dueño de una edificación residencial, a la utilización o aportación de energía eléctrica usando paneles fotovoltaicos independientemente de su emplazamiento y estética de la misma, otorgando una posibilidad o cambio de ideología al usuario, de no ser solo consumidor o dependiente de la energía eléctrica, proveniente de las distintas distribuidoras de generación existentes en el Ecuador y así convertirse en cogenerador de su propia energía eléctrica mediante una microrred, permitiendo reducir el consumo de energía producida por los distintos aparatos eléctricos o electrónicos que conforman la edificación residencial, mediante el aprovechamiento de energía emitida por el sol con la utilización de paneles fotovoltaicos, representando así; la cogeneración de una energía renovable, limpia, de fácil instalación, poco mantenimiento; además admite el desarrollo de redes inteligentes con una mejor gestión energética o cobertura nacional de electrificación.

En *Estudio tecnico-economico de implementación de un sistema híbrido FV-Diesel* (Lara, 2016) tuvo como principal objetivo de investigación el diseñar un sistema híbrido de generación eléctrica que combinara tecnología renovable (fotovoltaica) y convencional (grupo electrógeno), y calcular su rentabilidad económica. Con la implementación de este sistema se pretendía atender dos de las más grandes problemáticas en el área de producción eléctrica: aumento de contaminación por la energía consumida de la red y poca fiabilidad de suministro de las tecnologías renovables. Durante el desarrollo de este proyecto, inicialmente se señaló la información necesaria para comenzar con el diseño del sistema híbrido, tal como las características generales del emplazamiento, componentes del sistema y legislaciones

técnicas correspondientes. Seguidamente se realizó el estudio analítico técnico-económico, donde se detallaron y justificaron los métodos y procedimientos utilizados para llevar a cabo el mismo. Posteriormente, se efectuó una validación de los resultados obtenidos en el desarrollo analítico mediante simulación computacional. Finalmente, según las condiciones establecidas se concluye que el sistema híbrido con una capacidad base de 15.12 kW no es rentable según el método analítico, mientras que en el computacional lo es con un retorno de inversión de 14 años y ganancias de 14.532 € en los 25 años de operación del sistema. Lo anterior dio la oportunidad de comparar ambos métodos y realizar un análisis final de los procedimientos y resultados más relevantes de cada uno de ellos.

En *Diseño de un sistema híbrido con diésel de gran tamaño* (Calvo, 2015) Este trabajo fin de Master diseña y analiza la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de Generación Híbrido en base a tecnologías fotovoltaicas y de almacenamiento en baterías para proyectos insulares existentes con generación en base a combustibles fósiles. El proyecto se centra en un modelo de Generación Híbrido Insular basado en los datos reales obtenidos de la Isla Isabela, situada en el archipiélago de Las Galápagos.

Antecedentes Nacionales

En *Simulación de una microgrid de voltaje continuo/alterno alimentado con fuente solar, eólica, baterías y convencional* (Mirez Tarrillo, 2011), en la Universidad Nacional de Ingeniería se desarrolló el modelamiento y simulación de una microgrid de voltaje de voltaje continuo/alterno alimentado con fuentes solar, eólica, de almacenamiento (baterías), una red eléctrica convencional y que posee cargas eléctricas. En ella se ha realizado la evaluación del comportamiento de los parámetros del sistema: tensión, corriente, potencia y energía, en condiciones normales mediante el uso del Matlab/Simulink de MathWork Inc. Se ha considerado mucha atención a la descripción de los procesos físicos involucrados en este tipo de sistemas de energía, lo que ha servido en la construcción del modelo computacional, para lo cual, diversas condiciones de trabajo han sido consideradas en cada uno de los elementos del sistema. Como producto final se ha logrado conseguir un control de la microgrid, a través de recopilación de datos, procesamiento, control y mando de los diferentes elementos del sistema. Los resultados logrados comprenden: el desarrollo de software para modelamiento de microgrids, en la cual se utiliza valores reales de temperatura, radiación solar, velocidad del viento, altitud e información del comportamiento de las cargas eléctricas en donde se va a instalar la microgrid. El software y el conocimiento

adquirido, permite el incrementar o disminuir la capacidad de generación y almacenamiento, regulando la potencia nominal de aerogeneradores, paneles solares y cantidad posible de energía que se puede almacenar. Además, del desarrollo y análisis de las simulaciones, se dan criterios para la realización a futuro de la fase experimental de la microgrid con las características particulares estudiadas. El software prevé esta fase experimental y sería útil con pequeños cambios en la siguiente fase experimental, ya que tiene la particularidad que el parámetro principal que define el comportamiento del sistema es el voltaje continuo de la microgrid.

2.2 Teoría relacionada al tema de desarrollo

2.2.1 Microrredes

Existen diferentes conceptos de microrredes, estas pueden variar según el contexto en el cual se apliquen o usen. A continuación, se verán algunas definiciones que son ampliamente aceptados.

Una microrred es una fuente que interconecta fuentes de generación y cargas, contando con equipos de almacenamiento, logrando ser capaz de operar de forma aislada o no aislada (CERTS, 2019). Cumple las expectativas de obtener energía confiable y segura, por ejemplo, que logre gestionar las variaciones de frecuencia o voltaje

Así mismo, Lasseter define una microrred como un sistema de distribución de potencia eléctrica de baja a media tensión ubicada en un área local. Está conformada por fuentes de generación, cargas y sistemas de almacenamiento agrupadas en una arquitectura específica (2002).

Según Working Group C6.22 de la CIGRÉ (siglas en francés de “Comité Internacional de grandes sistemas eléctricos”), define una microrred como un sistema constituido por generación distribuida e interconectada, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que pueden ser operados de forma controlada y coordinada entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor.

Seguidamente UPC-Barcelona, nos dice que una microrred es un sistema eléctrico que incorpora por lo menos dos recursos, de preferencia renovable, un gestor y un sistema de

acumulación de energía, para atender a una serie de cargas interconectadas de manera óptima. Puede ser autónoma o conectada a la red regional

Como se puede apreciar en lo descrito líneas arriba, las definiciones guardan cierto grado similitud, por lo que en esta tesis se tomara el concepto de microrred como un sistema que genera, almacena, gestiona y distribuye energía

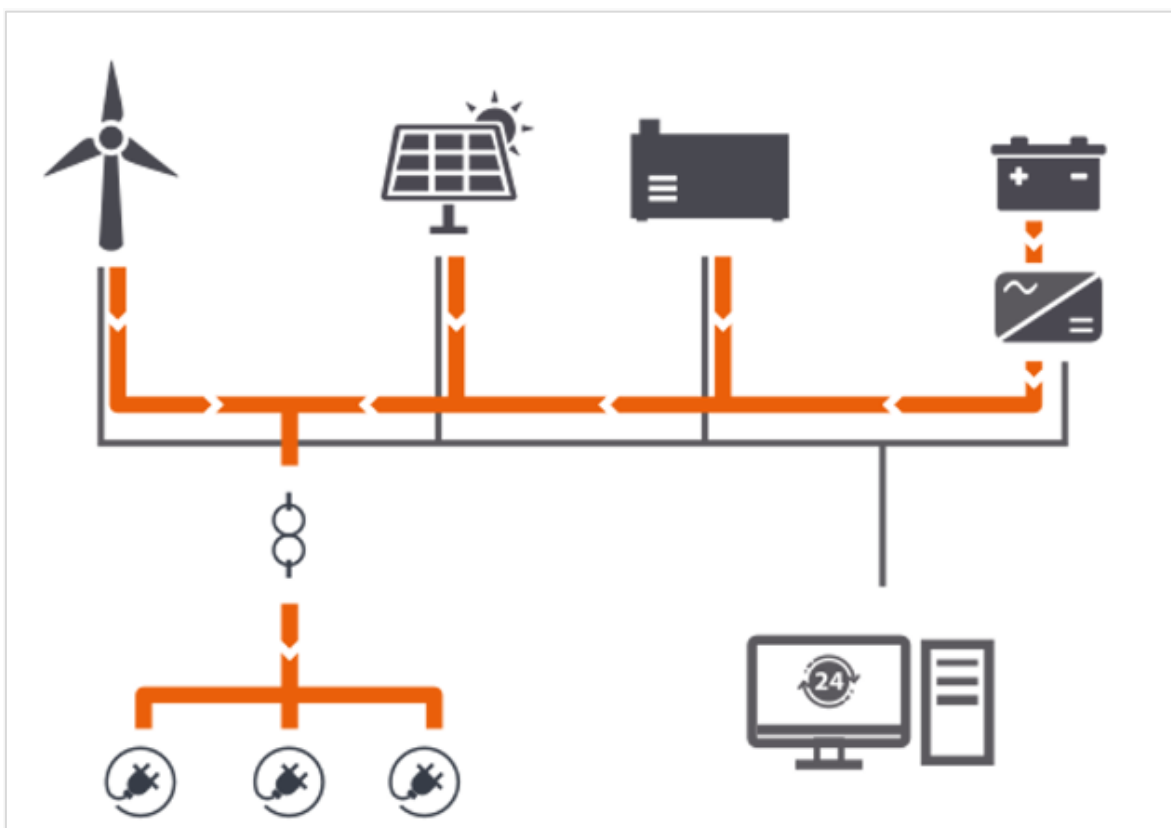


Figura 3. Esquema de una microrred¹

Las microrredes permiten la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad

2.2.1.1 Ventajas e inconvenientes de las microrredes eléctricas

Las principales ventajas de la microrredes son:

¹ <https://www.norvento.com/caso-estudio-microrredes/>

- Las microrredes permiten una mayor calidad de suministro, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución.
- Podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.
- Cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto
- La red pública se beneficiaría también de estas microrredes, ya que apoyarían su operación en caso de fallo
- Las microrredes reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciaría la implantación de energías renovables.
- Incluso los consumidores que no disfrutaban de las ventajas directas de las microrredes también podrán beneficiarse de estos sistemas. Se debe a que un aumento en el uso de éstas supondrá una reducción de costes de energía debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.

Pero las microrredes también tienen inconvenientes, como, por ejemplo:

- Falta de una normativa específica que impide su generalización.
- Al tratarse de una tecnología que todavía no está implantada en los mercados, resultan sistemas energéticos caros.

2.2.1.2 Integración de fuentes de energía en una microrred.

Las diferentes fuentes que componen una microrred dependen de la potencia necesaria solicitada por la carga, de la tecnología utilizada, impacto ambiental, modo de utilización; además de que no están definidas exactamente ya que las mismas dependen del lugar de emplazamiento.

Lo que sí está definido es que las fuentes de generación deben estar lo más cerca posible del consumidor o consumidores según sea el caso.

Todas las tecnologías de fuentes de generación renovable son implementables en las microrredes, siempre teniendo en cuenta que el suministro de energía sea seguro tanto en calidad y confiabilidad y que los precios sean competitivos frente a las tecnologías

convencionales. De igual manera se puede implementar fuentes de energía no renovables que se basan en el uso de combustibles fósiles y energías convencionales.

Dentro de las tecnologías más utilizadas en las microrredes están la biomasa, la fotovoltaica y la eólica; destacando que con la energía fotovoltaica se puede cubrir la mayor cantidad de potencia demandada. (Colmenar et al, 2016)

Realizando una revisión se determina que dentro de las fuentes de energía convencionales están la cogeneración, turbinas de gas, motores de combustión interna, microturbinas. Y dentro de las energías renovables se recalca las tecnologías minihidráulica, fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica y marinas (colmenar eat al, 2016).

2.2.1.3 Control de microrredes

El control de la microrred deberá involucrar al menos dos niveles prioritarios de control (X. Wang & J. Guerrero, 2010):

Primer Nivel: estará relacionado con los métodos y técnicas para regular los voltajes y corrientes de la red en cada unidad, considerando sus potencias activa y reactiva. Citado por algunos autores como un control MGCC o controlador central de la microrred.

Segundo Nivel: estará relacionado con llevar a cabo estrategias que permitan el control de la microrred y la gestión de su potencia eléctrica. Algunos autores introducen el término EMS o sistema de gestión eléctrica (Zhang et al. 2008), otros lo refieren como DMS o sistema de gestión distribuida (Tsikalakis & ND Hatziaargyriou 2011). Más allá de estas consideraciones, se trata de un control de carácter “ejecutivo” donde cabe la participación de seres humanos o de sistemas expertos para tomar las decisiones finales de operación.

No obstante, ciertos autores dan a conocer una jerarquía diferente de tres niveles para controlar los aspectos de, primero compartir carga entre convertidores, segundo corregir el error de estado estacionario y tercero lo referente a las decisiones globales de exportación o importación de energía hacia y desde otras redes (Vásquez et al. 2010).

Un gran número de tareas de control deberán ser llevadas a cabo con el propósito de dar eficiencia al proceso de producción-consumo-intercambio de energía eléctrica en una microrred. La diversidad de las fuentes de generación y la heterogeneidad de los

consumidores ofrecerá un reto importante a la hora de establecer las estrategias de automatización y control.

Una posible respuesta a estos retos podría encontrarse en una estructura jerarquizada por capas (J. M. Guerrero et al. 2009), (Vásquez et al. 2010); posiblemente a semejanza de la arquitectura que ofrecen los modelos de referencia e implementación en las redes informáticas, el control, la automatización y la gestión de potencia eléctrica en ambientes de microrred también podrían tomar como propias algunas cualidades de ésta.

En la Figura 4 puede verse una estructura jerarquizada por capas del control ejercido sobre una microrred. En el futuro, cuando los hoy llamados consumidores comiencen a jugar un papel activo en la generación y el intercambio del recurso energético, podría requerirse también de un control y de una automatización de la demanda (Hossain et al. 2010)

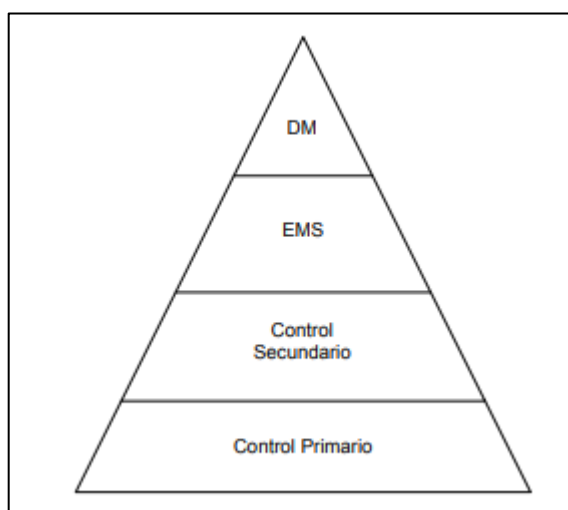


Figura 4. Arquitectura jerárquica de control en una microrred

Fuente: (Hossaint et al. 2010)

Bajo las condiciones descritas anteriormente las responsabilidades del control jerarquizado podrían ser en otras:

Control Primario: también llamado autónomo o descentralizado, será usado para ajustar la frecuencia y el voltaje, y para intercambiar potencia activa y reactiva entre los generadores, ofreciendo estabilidad y desempeño al conjunto.

Control Secundario: será responsable de remover cualquier error de estado estacionario introducido por el control primario, también se encargará de realizar las sincronizaciones con la red principal antes de establecer una posible conexión.

Control Terciario: estará encargado de las decisiones globales tales como la importación o exportación de energía, los puntos de operación de los generadores, etc., llamado aquí sistema de gestión de energía o EMS.

2.2.2 Sistemas de almacenamiento en microrredes

Con el fin de utilizar la energía renovable de manera adecuada, sin tener problemas relacionados con la variabilidad y la intermitencia de la energía, y la inestabilidad de la red eléctrica, debe ser diseñado e implementado un sistema de almacenamiento robusto el cual permite al sistema de potencia local interactuar con fuentes de energía renovables de diferentes características. La utilización adecuada puede llegar a ser competitiva a nivel técnico y económico en comparación con tecnologías basadas en combustibles fósiles o nucleares (Cavalho, 2001).

Baterías para sistemas de almacenamiento de energía

Las baterías utilizadas en microrredes son las llamadas secundarias que permiten recargarse a partir de energía eléctrica revirtiendo el proceso electroquímico. El principio de funcionamiento de una batería es la reacción electroquímica entre dos electrodos separados por un electrolito como se muestra en la Fig. 5, las reacciones químicas en los componentes producen una corriente de iones en el electrolito que a su vez producen una corriente eléctrica en los electrodos. Las diferencias en las tecnologías de fabricación de baterías definen el costo, la capacidad, vida útil y tamaño entre otras.

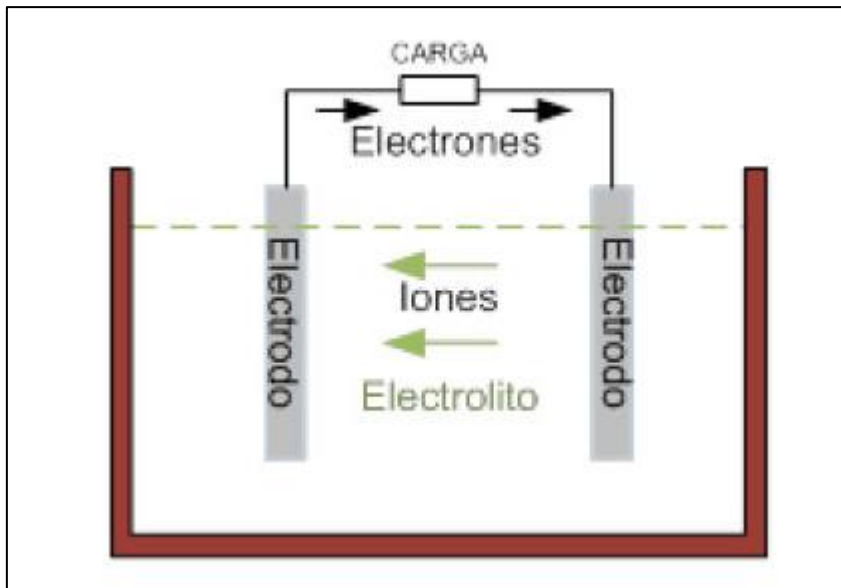


Figura 5. Batería electroquímica

a) Plomo-acido

Las baterías plomo-ácido abiertas son, actualmente, las baterías más baratas para sistemas de autoconsumo. Son las baterías con más recorrido en la historia, siendo estas las más maduras, y la base de otros tipos de baterías más modernas.

Es la más madura con más de un siglo de desarrollo. Sus desventajas son la limitación en el número de ciclos de carga y descarga (alrededor de 1000), la contaminación debida al electrolito, y la densidad de energía que se traduce en peso y tamaño por lo que no son recomendables para sistemas que requieran movilidad o portabilidad. Gracias a su bajo costo, a una eficiencia cercana a 75% y la auto descarga moderada que presentan, han comprobado su eficacia en grandes sistemas de almacenamiento instalados en la década de 1980 a 1990, desde pequeños sistemas de KW hasta sistemas más grandes de algunas decenas de MW. (Parker, 2001).

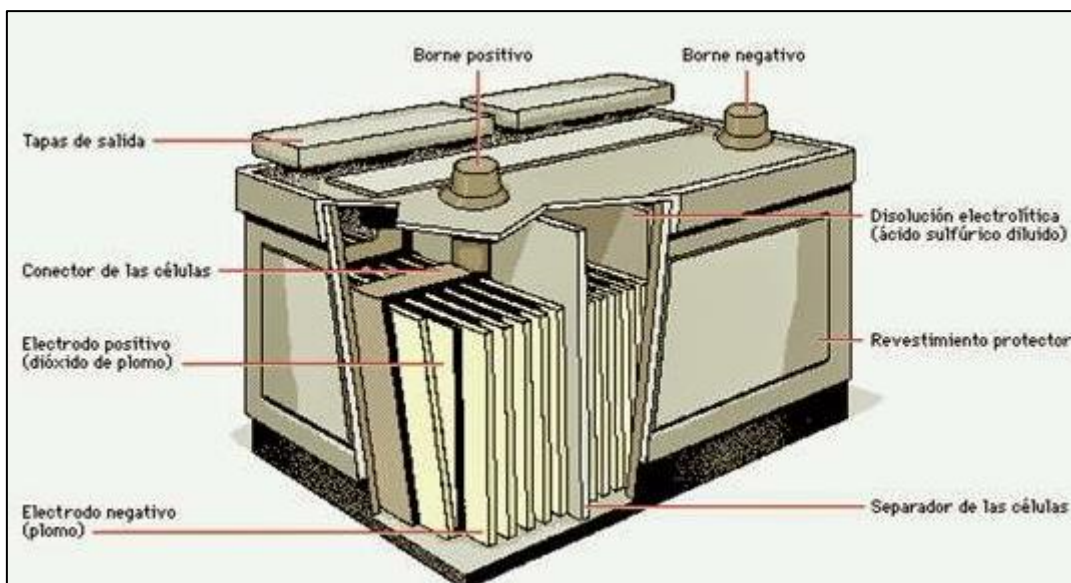


Figura 6. Batería plomo-ácido²

b) Níquel-cadmio

En comparación con la electroquímica del plomo-ácido, el níquel-cadmio ofrece una mayor densidad de energía, presenta un mayor número de ciclos de carga y descarga (cerca de 3500), con bajo mantenimiento. Su uso está restringido a aplicaciones, es una tecnología de mayor costo de fabricación y contaminante por la toxicidad del cadmio.



Figura 7. Batería níquel-cadmio³

² <http://www.yubasolar.net/2014/09/mantenimiento-requerido-por-baterias-de.html>

³ <http://www.ktronix.com.mx/bateriasnicd.html>

c) Li-Ion

El litio es un material muy ligero, con un gran potencial electroquímico y puede acumular grandes cantidades de energía. Es característico de las baterías de ión-litio que los dos electrodos pueden absorber o devolver iones reversiblemente, y sólo el ánodo estará compuesto de litio. En su primera versión se utilizaba como cátodo un electrodo de carbón, pero actualmente son de grafito, debido a sus características de descarga.

Aunque su coste es alto se ha reducido por el aumento de producción y aceptación en el mercado de electrónica portátil de consumo. Las baterías de litio son la tecnología más prometedora en el campo de sistemas de almacenamiento de fuentes de energía renovables de pequeña escala a pesar de la necesidad de sistemas de carga complejos y a la falta de desarrollo de técnicas de gran escala.

Las baterías de ion litio son la combinación ideal para las necesidades de almacenamiento de energía solar

Veremos algunas de las ventajas que ofrecen las baterías de Li-Ion:

Las baterías de ion de litio tienen varias ventajas sobre las baterías de plomo-ácido convencionales:

- Alta densidad energética: más energía almacenada con menos peso. Las baterías de ion-litio ahorran hasta un 70% en espacio y un 70% en peso en comparación con el plomo-ácido. Todo esto es muy útil sobre todo para el almacenamiento de las baterías y para su transporte.
- Las baterías de iones de litio requieren poco mantenimiento (casi nada) y son más resistentes a las descargas irregulares.
- No emiten gases tóxicos y contaminantes.
- Altas Corrientes de carga. Tardan menos tiempo en cargarse)
- Altas corrientes de descarga. Se pueden descargar rápidamente sin problemas de pérdida de vida útil.
- Batería de larga duración. Hasta seis veces más que una convencional. Sobre los 15 años para las de Litio
- Alta eficiencia entre carga y descarga. Muy poca pérdida de energía debido al desarrollo de calor.
- Mayor potencia continua disponible.

- Las baterías de Plomo no se deben de ampliar nunca después del inicio de la instalación, ya que se reduciría el tiempo de vida de las nuevas igualándose al de las viejas. Las baterías de Litio se pueden ampliar en cualquier momento sin problemas para las nuevas baterías ampliadas.

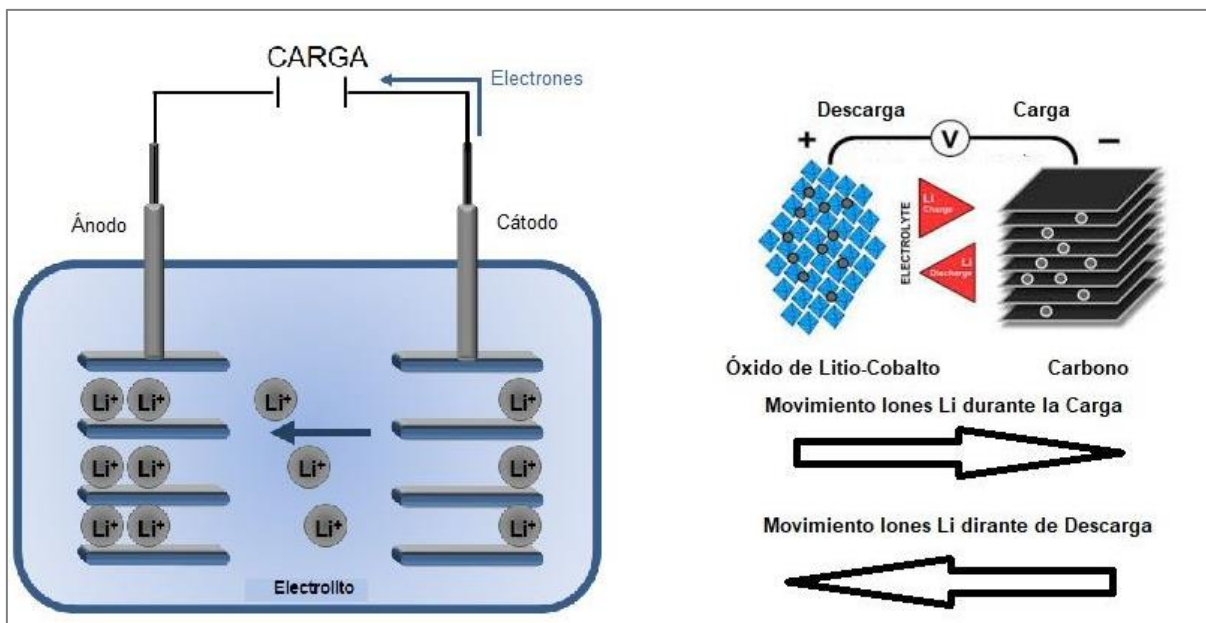


Figura 8. Batería li-ion⁴

Comparación de eficiencia, energía y potencia de los sistemas de almacenamiento de energía

Las características complementarias de velocidad de respuesta y capacidad de potencia o energía, permitirán atender las necesidades del almacenamiento en la integración y penetración de fuentes alternativas de energía con la red, proporcionando al mismo tiempo los requerimientos de estabilidad y de calidad de potencia.

En la tabla se resumen las características más relevantes de algunas de las tecnologías de almacenamiento de energía. Aunque realizar una comparación en términos absolutos es imposible debido a la diferente naturaleza del almacenamiento de energía. Las implicaciones de acceso a la tecnología, operación y mantenimiento, así como los requerimientos de

⁴ <https://www.areatecnologia.com/electricidad/baterias-de-litio.html>

funcionamiento temperatura, velocidad, tiempos de arranque, etc. deberán determinarse según los objetivos que se pretenden en la microrred.

Tabla 3
Comparación de tecnologías para sistemas de almacenamiento de energía

Categorías	Tecnologías de almacenamiento				
	Pb-acid	Li-ion	VRB	ZnBr	Pilas de combustible (Óxido sólido)
Densidad de energía (kWh/m ³)	25-90	94-500	10-33	5,17-70	172-462
Eficiencia (%)	63-90	70-100	66-88	60-85	50-65
Esperanza de vida (años)	3-20	2-20	2-20	5-20	0,28-10
Madurez	Muy alta	Alta	Comercialización reciente	Comercialización reciente	Comercialización reciente
Aplicación	Pequeña-Mediana escala	Pequeña-Mediana escala	Mediana-Gran escala	Gran escala	Mediana escala
Impacto ambiental	Alto	Alto	Bajo	Bajo-Medio	Bajo-Medio
Coste de capital (€/kWh)	50-1100	200-4000	100-2000	110-2000	481-8000

Fuente: (Sabihuddin et al, 2015)

2.2.3 Ejemplos de microrredes a nivel mundial

Las microrred pueden estar constituidas por muchas combinaciones de generación y almacenamiento y formatos de conectividad de redes, por lo que puede ser adaptable a los recursos renovables aprovechables de cada lugar en donde se implemente. No obstante, se tiene que tener en cuenta que la implementación de sistemas sostenibles híbridos y microrredes implica complejas cuestiones técnicas, financieras y organizativas que deben tener en cuenta a los usuarios finales y sus necesidades, como también la creación de capacidad y el establecimiento de formación, tarifas y subsidios, y contar con una solidez institucional. En los siguientes puntos se desarrollará los casos de éxito de la implementación de microrredes que superaron dichas cuestiones técnicas y lograron generar un servicio de energía eléctrica sostenible, eficiente y amigable con el ambiente.

- **Implementación de microrred solar/baterías en el pueblo de Dharnai, India.**

En julio del 2014, Greenpeace instaló una microrred solar/baterías en el pueblo de Dharnai en India oriental. El sistema de 100kW fue diseñado para proveer de energía a los 2400 habitantes, 50 negocios, 2 escuelas y otras edificaciones. Según Greenpeace, la realización y éxito del proyecto, comprobó que “los pueblos pueden desarrollar su propia energía limpia y contribuir a salvar el medio ambiente demostrando que no se necesita usar nuclear, carbón u otro combustible fósil para generar energía”. Las calles pueden ahora ser accedidas en la noche y ha hecho a la comunidad mucho más segura. Ahora en Dharnai, hay 60 postes de iluminación pública solar lo que asegura la seguridad, así como el incremento de la productividad de los casi 2000 pobladores.

Poco después de la inauguración, el ministro Nitish Kumar visitó el pueblo y reconoció que Dharnai es el modelo de distribución de energía del futuro.

- **Holanda, Bronsbergen Holiday Park microgrid⁵**

Es uno de los proyectos más grandes de la Unión Europea. La MG alimenta 208 hogares, y la energía proviene de 108 paneles solares con una generación pico de 315 kW. Esta MG está conectada a la red de media tensión (10kV) por medio de un transformador de 400 kVA. El sistema cuenta con una central de almacenamiento compuesta por dos bancos de baterías. El sistema incluye control central para manejar los datos que se envían al centro de despacho, medida y monitoreo de todas las variables del sistema y un sistema de automatización para operación de la MG independiente de la red o conectada a la misma

- **Implementación de una microrred fotovoltaica, eólica y baterías en Huatacondo, Chile**

La Universidad de Chile ha desarrollado el primer proyecto de microrred chileno en una remota comunidad de 150 habitantes llamada Huatacondo. Previa a la instalación de la microrred, compuesta principalmente de mineros y sus respectivas familias, la comunidad ya contaba con su propia red independiente, la cual operaba 10 horas por día con un generador diesel.

⁵ <https://pdfs.semanticscholar.org/ae45/2b739fb330adb48056327eeadf980ff28b31.pdf>

La visión del proyecto se basó en continuar usando dicho generador, pero complementar la red independiente con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y un sistema de baterías.

La microrred incluye un generador de diesel de 150 kW, solar PV con un total de 22 kW, eólico de 3 kW y baterías con capacidad de 170 kWh.



Figura 9. Vista del pueblo y la planta fotovoltaica

Fuente: (Núñez, 2013)

En la siguiente tabla 4 de podrá observar algunos proyectos de microrredes de manera resumida, indicando sus componentes, ubicación, nivel de voltaje, frecuencia y capacidad.

Tabla 4
Prototipos de microrredes en C.A en el mundo

Componentes de Microrred	Ubicación	Nivel de Voltaje	Frecuencia	Capacidad
Arreglo PV, generador diésel, banco de baterías	Kythnos, Isla Griega	1 Fase LVAC	50 Hz	12 kWp del arreglo PV, 85 kWh desde el banco de baterías
Arreglo PV, Turbinas eólicas, máquinas de gas digestor controlable y banco de baterías de ácido	Hachinohe, Japón	No especificado	50 Hz	Demanda: 610 kW; Potencia generada por arreglo PV y turbina eólica: 150 kW; Máquina de gas digestor: 510 kW; Baterías: 100 kW
Arreglo PV y Sistema de almacenamiento de energía en baterías	Áreas rurales en Senegal	220 V	50 Hz	0,5-10 kW por hogar
02 turbinas de vapor, 02 generadores diésel y 01 fuente convertidor-interfaz		94V (pk); 115V (rms)	60 Hz	3 MW
Máquinas de gas, Turbinas eólicas, Capacitador eléctrico de doble capa, Sistema de almacenamiento de energía en baterías	Japón	110, 230, 240V	50-60 Hz	50 kW-2MW
Celdas de combustible, Arreglo PV, Turbinas eólicas, Sistema de almacenamiento de energía y uso de la red convencional AC	Porto, Portugal	400 V	50 Hz	50-200 kW

Fuente: (Jackson, 2013)

2.2.4 Sistema fotovoltaico

Antes de hablar sobre el sistema fotovoltaico, es necesario entender algunas definiciones en relación al sol como fuente de energía renovable.

a) Radiación Solar

La radiación solar, son formas de energía que desde el sol se distribuyen y llega a la Tierra, como consecuencias de las reacciones nucleares que se producen en el Sol. Son las reacciones nucleares que producen energía, las cuales se trasladan por el espacio en forma de onda partícula y que dicha energía no es absorbida el 100% como efecto de choques, inducciones y otros fenómenos, por lo que se puede aprovechar en campos tecnológicos, sabiendo que la temperatura promedio en el sol es de 5500 °C. (Méndez y Cuervo 2011)

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiación, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado)

Según datos del Instituto Geofísico del Perú, y señala que el 24% de la radiación del sol, llega directamente a la Tierra, el 21% de la radiación no llega directamente, mientras que el 29% se pierde en el espacio. (Valdiviezo, 2014)

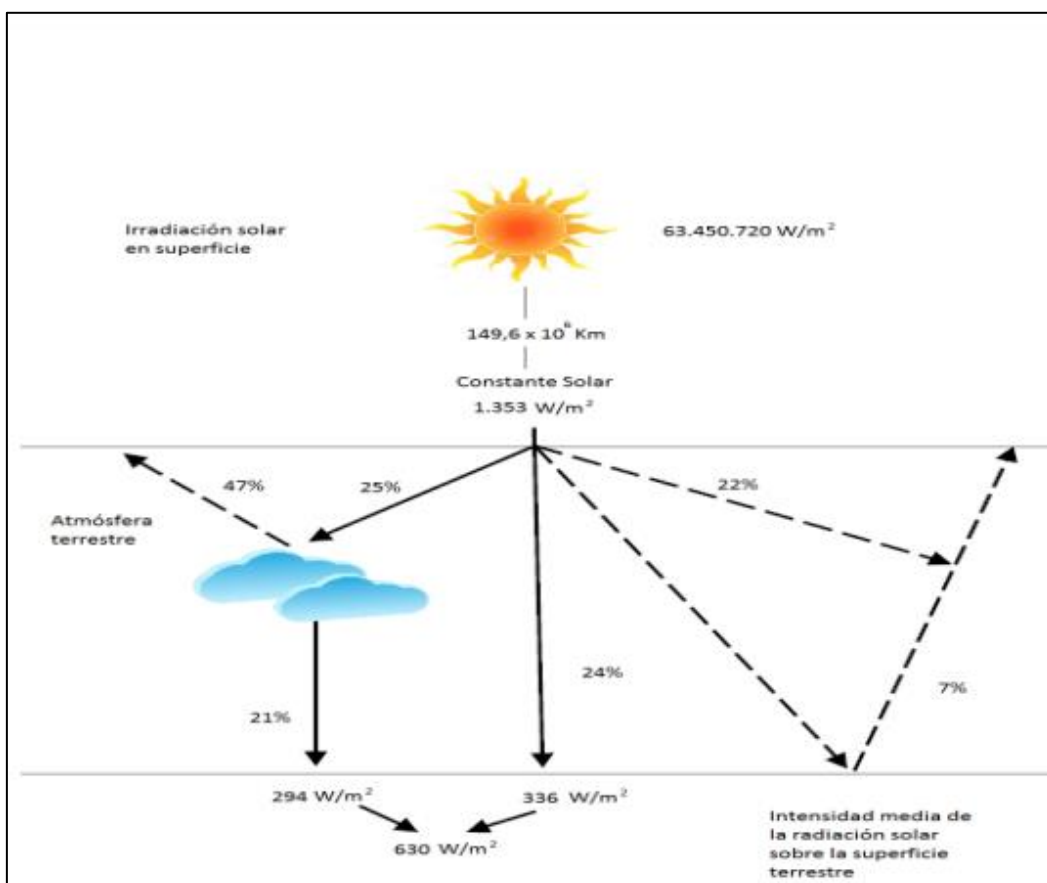


Figura 10. Esquema de distribución de la energía solar

Fuente: Méndez y Cuervo (2011)

Tipos de radiación solar

La incidencia de los rayos solares que llegan a la tierra, configuran tres tipos de radiación, (Méndez y Cuervo 2011):

Directa: cuando la radiación que sale del sol no cambia de dirección, para el caso del presente estudio la radiación tiene como destino llegar a la tierra, sin que la atmósfera interfiera en su dirección.

Difusa: son refracciones o radiaciones solares que han virado de dirección y velocidad, debido al choque con los distintos tipos de materiales de la atmósfera.

Albedo: Es el producto de radiación reflejada, obtenida por diferencia entre radiación incidente y radiación refractada, como consecuencia de choques con elementos de la atmósfera.

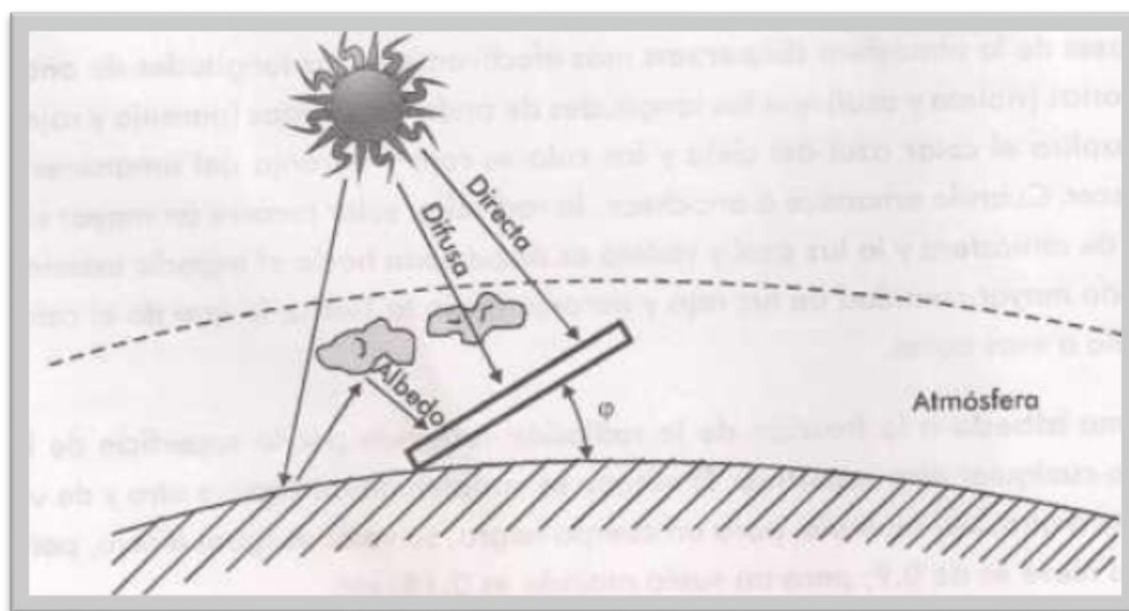


Figura 11. Componentes de la radiación solar

Fuente : Chona Suarez (2013)

b) Irradiancia

Es la magnitud que describe la potencia que incide sobre una superficie por unidad de área. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2). La irradiancia se especifica por cada punto de una superficie y, en muchos casos, varía de un punto a otro.

Con esta magnitud se mide la cantidad de energía solar que llega a la atmósfera de la tierra que es de 1367 W/m^2 y que se conoce como constante solar. En la superficie terrestre el mejor valor de irradiancia posible esta alrededor de los 1000 W/m^2 .

c) La Irradiación

Es el valor de la energía que llega durante un periodo de tiempo por cada unidad de área y se expresa en MJ/m^2 o kW/m^2 .

$$1 \text{ kWh}/\text{m}^2 = 3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2$$

$$1 \text{ MJ}/\text{m}^2 = 0.278 \text{ kWh}/\text{m}^2 \text{ (horas pico)}.$$

d) Coordenadas solares

Existen dos coordenadas cuando la ubicación del sol en cada instante está con respecto a un punto de observación en la superficie terrestre llamados altura solar y azimut solar. En la figura x se muestra las coordenadas polares. (EnerAgen, 2007)

Altura solar (α). - Varía de acuerdo con las estaciones, es muy importante ya que aporta en la creación de sombras y en la irradiación recibida por el módulo. Está formada por la línea que une del centro del sol con el punto de observación y la superficie horizontal.

Azimut solar (ψ). - Es el ángulo que forma la proyección horizontal de la línea que une el centro del Sol con el meridiano del lugar (dirección NorteSur) con origen en el Sur”.

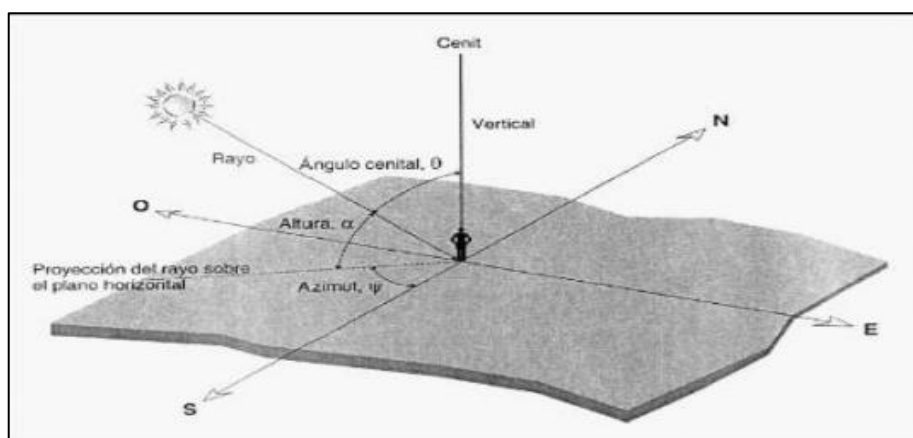


Figura 12. Coordenadas solares

Fuente: EnerAegen(2007)

e) Horas solar pico

La definición de horas solar pico (HSP), es a las horas de irradiación diarias (o horas de luz) y cuyo valor puede variar desde 3 a 7 horas diarias, esto va a depender del lugar de la

instalación y del mes. Cuya irradiancia hipotética es de unos 1000 W/m^2 . En la figura x nos muestra la irradiancia durante un día, donde se expresa la evolución durante todo el día, abarcando también un rectángulo donde se muestran las horas utilizadas para el cálculo o en otras palabras las horas solar pico. (Pareja, 2010)

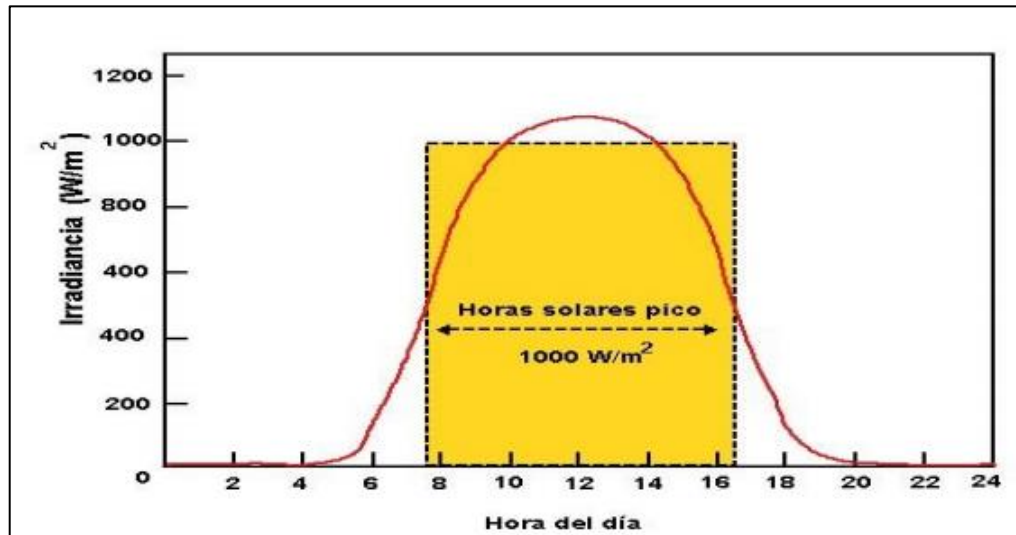


Figura 13. Horas solar pico

Fuente: pareja (2010)

2.2.4.1 Modulo fotovoltaico

Son placas rectangulares integradas por un grupo de celdas fotovoltaicas, pueden estar conectadas en serie o en paralelo, si se conecta en serie es porque se va aumentar el voltaje y si lo conectamos en paralelo es para aumentar la corriente. (Focer y PNUD, 2002)

Es un requisito que los módulos se fabriquen de acuerdo a la norma internacional IEC 61215 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo” o equivalente. (Minem, 2005)

Dicha norma establece las pruebas necesarias para evaluar los siguientes aspectos:

- Diagnóstico
- Requerimientos eléctricos
- Parámetros de rendimiento
- Requerimientos térmicos
- Requerimientos de irradiación
- Requerimientos de ambientales

- Requerimientos de mecánicos
- Protecciones

Según la figura 14, en la primera columna se muestra la combinación de la celda fotovoltaica y en la segunda columna el panel fotovoltaico.

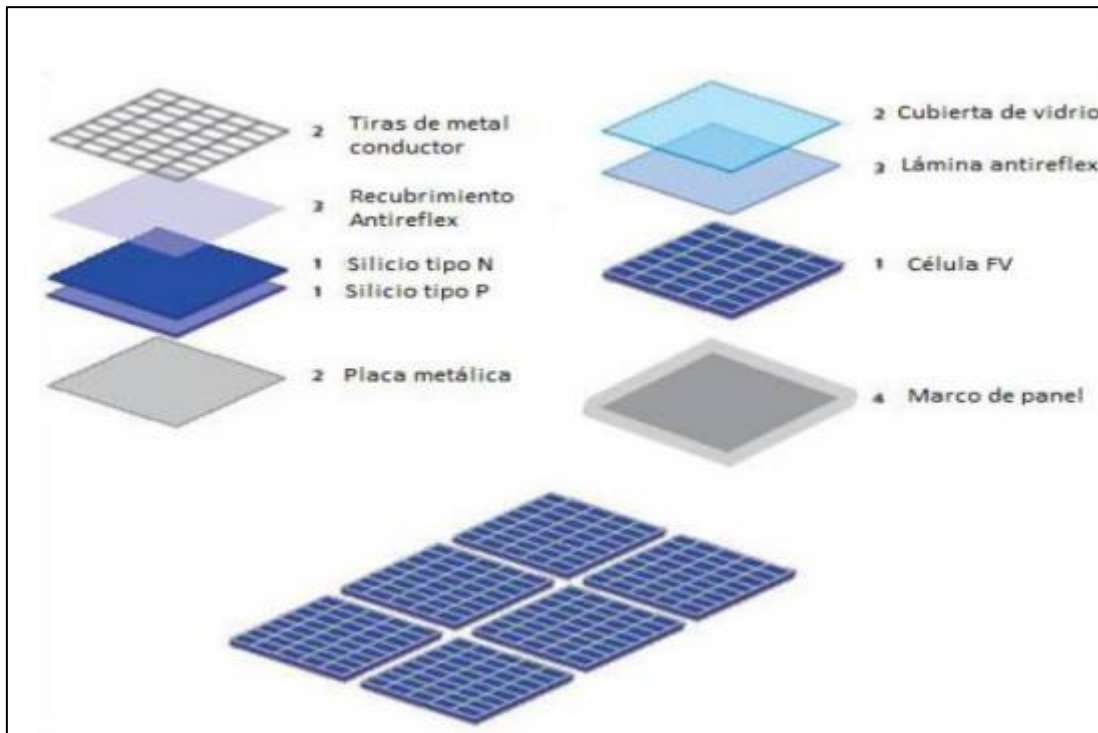


Figura 14. Celdas Fotovoltaicas

Fuente: Zedano (2016)

Los principales parámetros que caracterizan un panel solar son:

El Factor de forma [FF]: Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Se halla mediante la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Tensión de Circuito Abierto [Voc]: Es el máximo valor de tensión en extremos del panel y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga. A la hora de realizar la medición se debe tener en cuenta las polaridades.

Corriente de Cortocircuito [I_{cc}]: Es el máximo valor de corriente que circula por una celda fotovoltaica y se da cuando la celda está en cortocircuito.

Eficiencia o rendimiento: Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga (P_M) y la Irradiancia incidente (P_L) sobre la celda que es el producto de la irradiancia incidente por el área de la celda. A continuación, la ecuación de eficiencia operacional:

$$n = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L}$$

Punto de máxima potencia (P_{max}): Es un punto de funcionamiento para el cual la potencia entregada es máxima, donde P_{max} = I_{max} · V_{max}. El punto de máxima potencia del panel se mide en Vatios (W) o Vatios pico (WP).

2.2.4.2 Celdas fotovoltaicas

En cualquier instalación de energía solar el elemento principal es el generador o también llamado celda fotovoltaica. Su principal función es obtener electricidad a partir de la luz del sol.

En particular toda celda fotovoltaica se comporta como un diodo. Donde la *N* es la parte donde está expuesta a la radiación solar, y la *P* es donde está ubicado en la parte de oscuridad. El plano donde está situado la zona *P* está por completo metalizado (no es necesario que reciba luz), de igual forma el plano donde está la zona *N* es similar a un peine, con el fin de que llegue la radiación solar al semiconductor. (Días y Carmona, 2010)

En la figura 15 nos presenta la estructura de la celda fotovoltaica

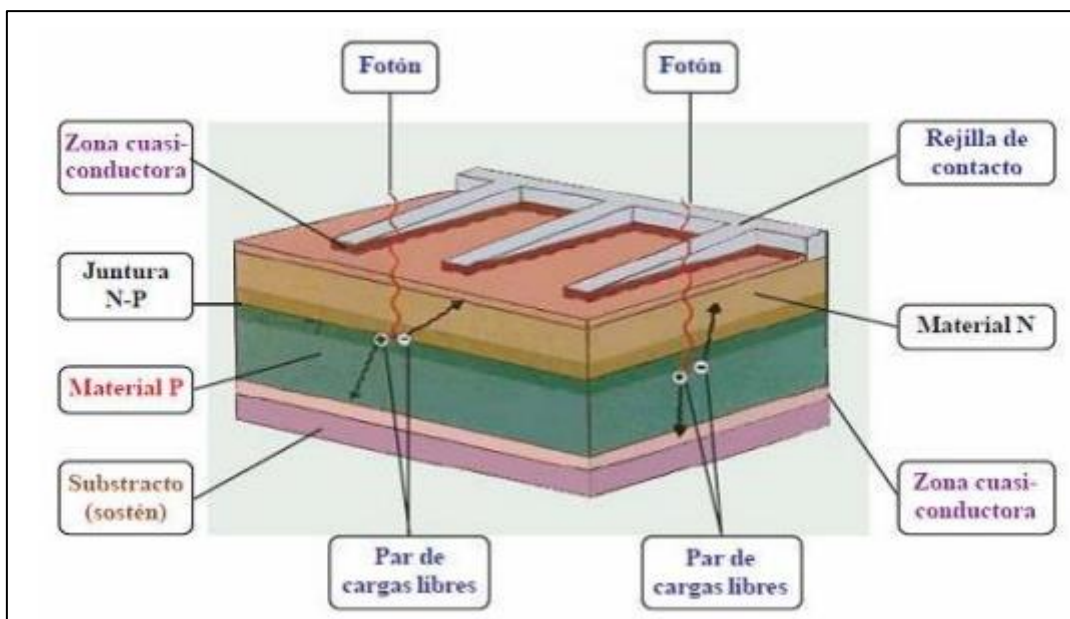


Figura 15. Estructura de la celda fotovoltaica

Fuente. Días y Carmona (2010)


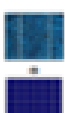

En estos tiempos hay diferentes tipos de celdas fotovoltaicas, con variadas tecnologías, diferentes propiedades y para seleccionar la más apropiada existen algunos factores:

- **Cristalinidad:** Señala el nivel de orden en la estructura cristalina de los átomos de silicio. Y pueden ser monocristalino, policristalino y amorfo. (Valdiviezo Salas, 2014)
- **Coefficiente de absorción:** Indica cómo la luz solar puede penetrar antes de que el material lo absorba. Va a depender del material de la celda fotovoltaica y de la extensión de onda de la luz. (Valdiviezo, 2014)
- **Costo y complejidad de fabricación:** Depende de un grupo de factores, como el número de pasos implicados, de un ambiente especial, el tipo y la cantidad del material, la necesidad de mover las celdas, etc. (Valdiviezo, 2014)

Tipos de celdas fotovoltaicas

Podemos encontrar en el mercado numerosos módulos fotovoltaicos. Estos están formados por distintos tipos de celdas fotovoltaicas, con diferentes tamaños, precios y tecnologías. La mayoría de ellos se fabrican a partir de Silicio, sin embargo, en los últimos años, el desarrollo de industria fotovoltaica ha permitido que algunos fabricantes centren sus esfuerzos en buscar otras tecnologías con el fin de reducir costes y mejorar la eficiencia. A pesar de estos esfuerzos, el mercado sigue "inundado" de paneles de Silicio en sus distintos tipos (monocristalinos, policristalinos, amorfos, etc.)

Tabla 5
Clasificación De Paneles Según El Tipo De Celdas

TIPO DE CELDAS					
Tipo	Características	Obtención	Rendimiento		
			Teórico	Módulo s convenc ionales	Laboratorio
 Monocristali no	<ul style="list-style-type: none"> • Colores oscuros, azulados y metálicos • Estructura cristalina ordenada 	Silicio puro copado con Boro.	27%	16%	24.7%
 Policristalino	<ul style="list-style-type: none"> • Colores azulados o grises metalizados • Estructura organizada por partes separadas 	Silicio puro copado con Boro (menor cantidad de fases de cristalizac ión). Degradaci	27%	14%	19.8%
 Amorfo	<ul style="list-style-type: none"> • Colores marrones • Funciona con pequeñas potencias 	ón de capas finas sobre vidrio.	25%	8%	13%

Fuente: (Serrano, 2016)

Parámetros característicos

Todo panel fotovoltaico lleva una ficha técnica donde muestran los datos de la eficiencia, voltaje y amperaje en condiciones estándares, esos datos son denominados como STC

(Standard Testing Condition/condición de prueba estándar). Estos criterios son los siguientes: (Valdiviezo, 2014)

- Irradiación 1000 w/m²
- Temperatura del módulo 25°C - AM 1,5

Existen diferentes factores que dependen del voltaje y el amperaje que es producida por los paneles fotovoltaicos, entre todos los más importantes es la irradiación y la temperatura con lo cual se encuentre el módulo. (Valdiviezo, 2014)

2.2.4.3 Inversor

El inversor CC/CA tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la distribución de energía eléctrica. Este hecho hace que la primera condición para su diseño sea el seguimiento distribución, así como su acoplamiento en la salida al tipo de red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alta o baja tensión.

El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito.

Las partes fundamentales que componen un inversor son las siguientes:

Control principal: Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

Etapas de potencia: Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a red. Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente

filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

Control de la distribución: Es la interface entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. Este circuito sincroniza perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.

Seguidor del punto de máxima potencia: Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

Protecciones: Los inversores de conexión a red disponen de unas protecciones adecuadas al trabajo que deben de realizar. Aparte de la normativa genérica de protección contra daños a las personas y compatibilidad electromagnética, que deben de llevar todos los dispositivos eléctricos fabricados y/o comercializados en Europa según normativa de marcado CE, estos equipos suelen incorporar como mínimo las siguientes protecciones:

- Tensión de red fuera de márgenes.
- Frecuencia de red fuera de márgenes.
- Temperatura de trabajo elevada.
- Tensión baja del generador fotovoltaico.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.
- Fallo de la red eléctrica.
- Transformador de aislamiento (obligatorio).

Tipos de inversores

Una clasificación típica de los inversores es la que se realiza atendiendo al número de inversores por generador fotovoltaico y a la conexión del inversor al generador.

Inversor central

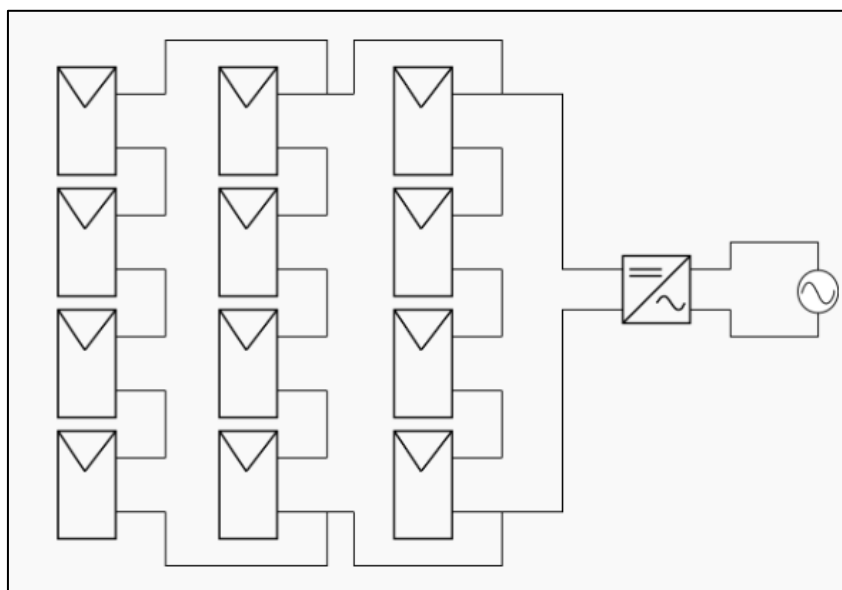


Figura 16. Inversor central⁶

Inversor orientado a cadena (string inverter)

El inversor está asociado únicamente a una cadena (“string”) de módulos fotovoltaicos, esto es, a un conjunto de módulos conectados en serie

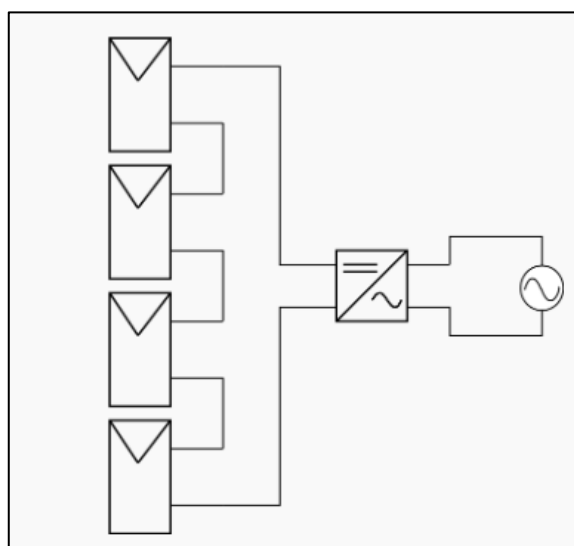


Figura 17. Inversor por cadena⁷

⁶ http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html

⁷ http://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html

Inversor orientado a módulo

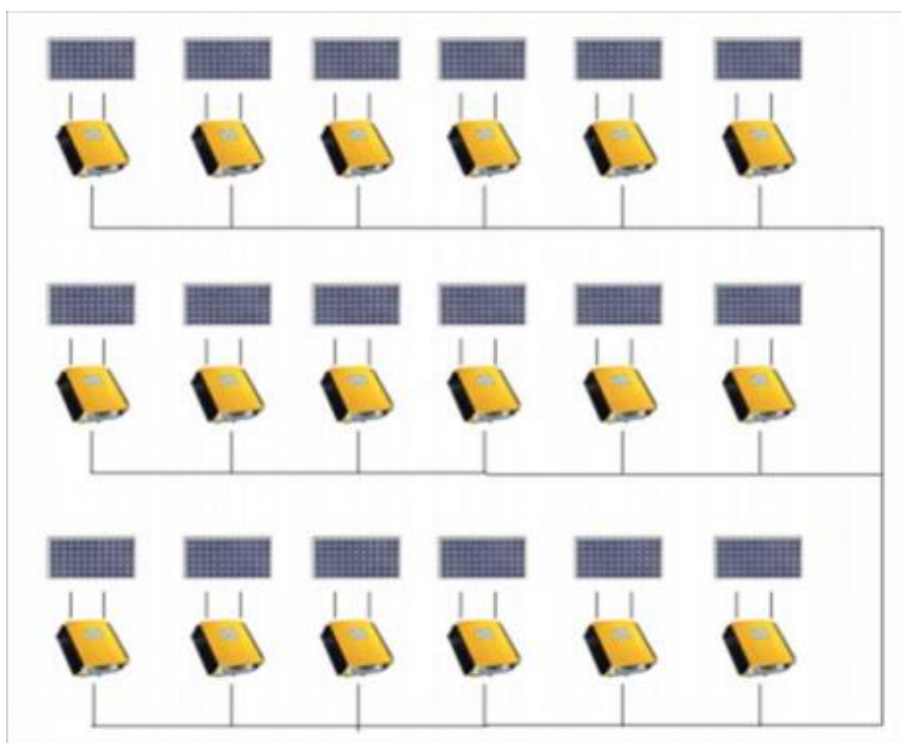


Figura 18. Inversor por modulo

2.2.4.4 Unidad de control o regulador

Los controladores o reguladores de carga son equipos que controlan el voltaje y la corriente de un panel solar, entregados al parque de baterías. Un regulador de carga limita la velocidad a la que la corriente eléctrica se añade o extrae de eléctricos baterías. Evita la sobrecarga y puede proteger contra sobretensión.

El regulador desconecta al generador del acumulador cuando este ve que hay una sobrecarga (regulador serie) o también puede desviar la corriente del generador hacia otro lugar, ya sea este un cortocircuito o un disipador (regulador shunt o paralelo). En esta última alternativa se debe integrar un diodo de bloqueo entre la batería y el generador para eludir descargas de esta sobre el camino alternativo que nos ofrece el generador. La figura 19 nos muestra el esquema eléctrico de un regulador. (Perpiñán, 2013).

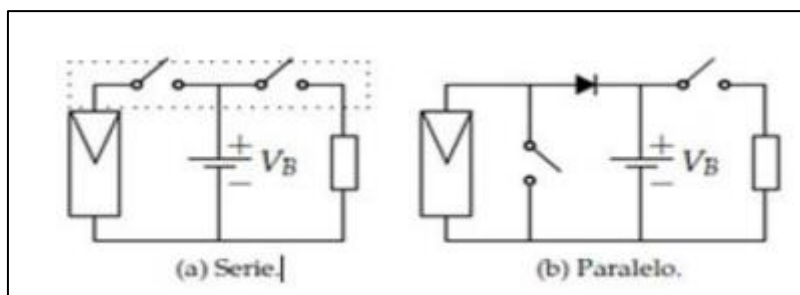


Figura 19. Esquema eléctrico de un generador

Fuente. Perpiñán (2013)

2.2.4.5 Elementos de protección

Se pueden contar con sistemas de protección externos, que pueden ser desconectadores térmicos (fusibles o relés), que protegen de las altas tensiones tanto para corriente alterna o corriente continua. (Valdiviezo, 2014)

2.2.4.6 Conductores

Todo cable en una instalación tiene que contar con el aislamiento adecuado. Para su selección depende de la aplicación y del tipo de canales utilizados. Para los cálculos se tiene que seguir las indicaciones de la Norma Técnica Peruana (NTP) y del Código Nacional de Electricidad (CNE). (Valdiviezo, 2014).

Para la selección de conductores debemos ser muy precisos, de modo que:

Entre el generador fotovoltaico y el regulador la caída de tensión sea inferior al 3%.

Entre la batería y el regulador la caída de tensión sea inferior al 1%.

Entre el regulador y las cargas la caída de tensión sea inferior al 5%.

Los cables expuestos a la intemperie deberán cumplir la norma internacional IEC 60811: Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos. (Minem, 2005)

2.2.4.7 Estructura de soporte

Existen diferentes tipos de estructuras de soporte para paneles solares, estas estructuras dependen de las condiciones climatológicas, la aplicación y los requerimientos específicos de cada proyecto.

Sistema fijo

Este sistema está fijo y para ello se debe realizar un estudio de determinación de la inclinación adecuada. El mantenimiento es mínimo, es la estructura que genera menor eficiencia, pero es la más económica.

La elección de la posición se realizará en función de las características y posibilidades del lugar, teniendo siempre en cuenta la facilidad de acceso para eventuales reparaciones y operaciones de mantenimiento.



Figura 20. Estructura Fija⁸

⁸ <https://industriasduero.com/catalogo/es/energias-renovables/76-estructura-solar-fija-biposte.html>

Seguidores solares

Especialmente en cielos despejados, con alto efecto de radiación directa (nubosidad baja), se suele utilizar seguidores solares. Estos incrementan los costos iniciales, ya que se necesitan sistemas de control para modificar la inclinación (seguir al sol), un motor, engranajes y demás elementos mecánicos. Además, se necesitan realizar un mantenimiento a estos equipos mecánicos. Sin embargo, al seguir al sol en su trayectoria, suelen incrementar las potencias generadas. Existen diversos tipos de seguidores solares en la actualidad. (Valdiviezo, 2014)



Figura 21. Instalación de seguidor solar⁹

2.2.5 Grupos Electrónicos

La presencia de los grupos electrógenos es casi obligatoria en la implementación de las microrredes, puesto que nos proporciona una fuente energética de respaldo que podemos

⁹ <https://www.magtel.es/projects/solar-fotovoltaica/>

hacerla funcionar cuando sea necesario o usarlo en manera conjunta con fuentes de generación renovables, disminuyendo drásticamente el almacenamiento en baterías.

Los grupos electrógenos (GE) son máquinas formadas principalmente por un motor de combustión interna acoplado a un alternador eléctrico cuyo fin último es producir energía eléctrica. Los GE han sido comúnmente usados en electrificación rural durante mucho tiempo.

Algunas ventajas de los GE en las redes híbridas:

- Es un equipo fiable de tecnología extendida y probada.
- El coste de inversión inicial es razonable para la potencia generada, con economías de escala para potencias crecientes.
- Son equipos conocidos y en algunos casos existentes. En muchas de las comunidades objetivo donde se desee implantar una microrred ya habrá posiblemente instalados GE.
- Para tamaños pequeños pueden ser portables.
- Tiempo de instalación corto, especialmente para grupos pequeños.
- Gran disponibilidad en el suministro, ya que el recurso en principio está siempre disponible habiendo combustible, por lo que el aporte de energía del GE desde el mínimo al máximo técnico se puede considerar garantizada. Esto añade la ventaja que mejora la calidad del sistema y la seguridad de suministro (GE puede generar cuando las renovables no están generando o cuando el nivel de carga de batería es bajo).

Entre las desventajas de los GE están:

- Impacto ambiental alto (emisión de gases contaminantes como CO₂, según IDAE 2,3kg CO₂ por litro de combustible, nivel de ruido elevado...)
- Dependencia directa del combustible en cuanto a variación en el precio y disponibilidad, siendo por lo general el combustible caro y a veces difícil de obtener por dependencia exterior o con un tiempo de entrega largo.
- Posible riesgo de explosión e incendio
- Coste de mantenimiento elevado (filtros, lubricación, bujías...)

Los GE normalmente suministran en corriente alterna (AC), teniendo además un mínimo técnico de funcionamiento (normalmente un 30-40%) para no reducir la vida útil del mismo. Así mismo, los GE no pueden encenderse y apagarse constantemente, ya que se reduce su

vida útil, por lo que cuando arranquen se debería garantizar que lo hagan por un tiempo suficiente para que no haga falta otro encendido en el corto plazo.

En la mayoría de los casos, los GE son el compañero perfecto para las energías renovables en una microrred por las siguientes razones:

- Existencia de numerosos grupos diésel ya instalados alimentando a comunidades aisladas que podrían ser aprovechados en una futura instalación.
- Permite un mejor balance y eficiencia del sistema, ya que podría reducir el sistema de generación, así como el de acumulación en baterías, incrementando la seguridad del sistema.
- Su misión fundamental dentro del diseño de una microrred, suele cargar las baterías y/o alimentar a las cargas en los casos de poca generación por otras fuentes o elevado consumo de las cargas según la filosofía de funcionamiento seleccionada.

La potencia de los grupos se define en función de la forma de utilizar el grupo y puede darse como Prime, Emergencia o Continua, ya que un mismo grupo proporcionara potencias distintas según sea su aplicación. A continuación se detallara su definición:

Prime o servicio principal: en torno al 70% del factor de carga durante más de 8 horas diarias. Típicamente 4.000 horas al año. Sin límite de horas.

Emergencia: solo funciona el grupo en caso de fallo de red/alimentación principal, al 100% de carga durante periodos inferiores a una hora. Limite 500 horas al año.

Continuo: el grupo funciona 24 horas al día al 100% de carga. Aproximadamente 8.000 horas al año.

Características principales grupos electrógenos

Tipos:

Podemos hacer varias distinciones:

Por tipo de combustible: gasóleo, gasolina, biodiesel, gas, GLP. Principalmente se usa gasóleo o gasolina. En general, los grupos diésel de gasóleo son más caros en inversión, tienen más vida útil, menos costes de mantenimiento y menos consumo.

Por construcción y uso: con capota para insonorización o sin capota. Otra distinción puede ser entre grupos de instalación fija y portátil

Por refrigeración: refrigerados por aire, por agua o por aceite. Normalmente hasta 200 kW los grupos son refrigerados por aire.

Por tipo de tensión: monofásicos y trifásicos.

Por tipo de arranque: manual o automático

Componentes

Aunque los componentes principales sean los mismos, los adicionales varían ya se trate de un grupo electrógeno portátil (hasta 15KW aproximadamente) o fijo (de mayores potencias)



Figura 22. Componentes de un grupo electrógeno¹⁰

En este caso tomaremos como ejemplo un GE de instalación fija para describir sus partes, pues son los que se suelen encontrar ya instalados en las localidades aisladas del SEIN. Dentro del cuerpo del grupo diésel hay que distinguir como partes fundamentales las siguientes:

El motor, encargado de generar la potencia mecánica en el eje mediante combustión de cualquiera de los combustibles mencionados en apartado tipos.

¹⁰ <https://vdocuments.mx/grupos-electrogenos-teoria.html>

El generador eléctrico o alternador, encargado de transformar la potencia mecánica del motor en potencia eléctrica. Estos alternadores son normalmente apantallados, con carcasa, auto excitados, autorregulados y sin escobillas para potencias más o menos elevadas.

Sistema de admisión y escape, comprende la admisión del aire de alimentación para la combustión y la expulsión el aire de la post-combustión.

Sistema de refrigeración, por aire, agua o aceite. Normalmente comprende un circuito de agua con radiador y un ventilador encargado de refrigerar el motor para grupos grandes y un ventilador únicamente cuando van refrigerados por aire como suele ser el caso de los grupos pequeños hasta 200kW.

Resistencia de pre caldeo, normal en grupos de alimentación diésel para facilitar el arranque.

Sistema de control, formado por cuadro/s de control con o sin interruptor automático de salida.

Regulador, es un dispositivo diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida.

Además de lo mencionado anteriormente, existen otros dispositivos que nos ayudan a controlar y mantener, de forma automática, el correcto funcionamiento del mismo, como cuadro de protección, control, conmutación, entre otros.

Integración del G.E en la microrred

Usualmente, cuando se prevé instalar microrredes en lugares donde ya se usaba un grupo electrógeno para alimentación eléctrica, éste es normalmente integrado en la nueva instalación con un mayor o menor régimen de horas de funcionamiento, dependiendo fundamentalmente entre otras variables del diseño del sistema de generación elegido y del coste del combustible.

Se pueden dar varios casos de integración de un GE existente con la incorporación de una nueva generación renovable:

Grupo electrógeno como generador principal: suele tratarse de grupos de gran potencia respecto a la demanda esperada que funcionan continuamente. En este caso se puede usar nuevas fuentes de generación renovable con el fin de reducir el consumo de combustible haciendo que el tiempo de funcionamiento diario del grupo sea menor. El peso fundamental

de la instalación en este caso la llevaría el GE por lo que el ahorro de combustible es menor, pero también es cierto que la inversión en el sistema es más pequeña.

Grupo electrógeno como generador de apoyo: suele tratarse de grupos de menor potencia respecto a la demanda esperada que funcionan puntualmente. En este caso habitualmente se cubriría la demanda con la nueva generación renovable (fotovoltaica, eólica, etc....) utilizando un sistema de almacenamiento de energía en baterías y donde el grupo se encargará básicamente de cubrir puntas y recargar las baterías en casos de necesidad, ya sea debida a una alta demanda de los consumos, o bien por una baja generación de las otras fuentes energéticas. El ahorro de combustible es más grande que en el caso anterior puesto que el grupo solo funciona ocasionalmente. Por el contrario, la inversión en el sistema de la microrred es más alta, principalmente por las baterías que serían necesarias para el funcionamiento en este modo.

El grupo electrógeno también es un elemento de seguridad en las microrredes con generación renovable, ya que:

- Puede servir para cubrir la alta demanda puntual que se dé ocasionalmente y que no esté cubierta por las fuentes renovables
- Puede alimentar las baterías y reducir el tamaño de estas en caso de haber diseñado un sistema de generación renovable con almacenamiento.
- corazón del sistema, ya que es el dispositivo encargado de controlar la demanda y generación de energía. Además es el encargado de que el generador diésel trabaje en un estado óptimo y de que

2.2.6 Gestor Energético

Definición

Según Descalzo, define el gestor energético como como el corazón del sistema, ya que es el dispositivo encargado de controlar la demanda y generación de energía. Además es el encargado de que el generador diésel trabaje en un estado óptimo y de que el inversor fotovoltaico trabaje al máximo nivel de potencia para aprovechar la energía fotovoltaica (2014).

El principal problema que tiene un sistema híbrido diésel-fotovoltaico es realizar un control de la energía para el sistema que maximice su eficiencia. El encargado de realizar esta tarea es el Gestor Energético.

El Gestor Energético nos ofrece una solución sistemática para la integración de plantas fotovoltaicas dentro de redes basadas en generación de combustibles fósiles, ofrece un control fiable y monitorizado de los inversores fotovoltaicos y permite una operación estable en la red. Con esta intención, el gestor controla permanentemente el estado del grupo electrógeno y de las cargas y ajusta la potencia de salida óptima del inversor. Durante el inicio de la puesta en marcha, el sistema tiene la posibilidad de activar varias funciones para estabilizar y hacer fiable la operación del sistema sin sobrepasar el límite de carga mínima del grupo electrógeno, para que éste tenga un correcto funcionamiento, alargando su vida útil y mejorando su operación. Además, es posible monitorizar todos los datos relevantes, datos de proceso y el estado de la corriente a través de un sistema SCADA o una web disponible para el usuario.

El Gestor Energético realiza las siguientes tareas:

- Controla la potencia del grupo electrógeno y el estado de las operaciones.
- Controla el estado de las cargas y la red.
- Calcula los valores adecuados para la máxima potencia de salida del inversor y el estado de la corriente de los grupos electrogenos y cargas.
- Controla y comunica la interfaz de los inversores.
- Registro interno de los datos relevantes del sistema.
- Proporciona los datos necesarios para una monitorización remota y local.
- Cierre de emergencia de los inversores en caso de avería del sistema.

El Gestor Energético ha sido diseñado para integrar inversores fotovoltaicos dentro de la red del grupo electrógeno. El objetivo principal es ahorrar combustible sustituyendo parte de la carga que abastece el grupo electrógeno con energía fotovoltaica y permitir una red estable al mismo tiempo. La planta fotovoltaica puede ser considerada como un generador de potencia operando en paralelo con el grupo electrógeno. Como parte de apoyo a la red del grupo electrógeno, es obligatorio proporcionar ciertas características relacionadas con el control de potencia, sincronización y operación de emergencia. Esto puede ser asegurado incluso con una alta penetración fotovoltaica. Sin embargo, el grupo electrógeno sigue siendo el componente principal de la red.

A continuación, se va a analizar el funcionamiento de los gestores energéticos. Todos tienen un funcionamiento similar, hay pequeñas diferencias entre ellos, pero la base de su funcionamiento es la misma en todos ellos.

El gestor energético se divide en distintos módulos y cada uno realiza una tarea distinta que se detallará a continuación.

a) Módulo de Toma de Datos

Diseñado para obtener datos de la red eléctrica o alternatively de los grupos electrógenos. Mide la tensión y corriente a través de un vatímetro y se encarga de mandar estos datos al Módulo Principal. El Módulo de Toma de Datos se coloca en la red que da acceso a las cargas para medir la potencia que se demanda y la que se está suministrando en cada momento. Además, monitoriza el estado de la red en busca de averías o pérdidas de carga que puedan corregirse en el mínimo tiempo posible.

b) Módulo de Control Principal

Es el encargado de recibir los datos de entrada que le proporciona el Módulo de Toma de Datos del estado de las cargas y el grupo electrógeno y los datos del inversor fotovoltaico que le envía el Módulo Interfaz. Tras analizar estos datos, envía órdenes al grupo electrógeno y al inversor fotovoltaico para que varíen su potencia de salida optimizando el rendimiento del sistema.

c) Módulo Interfaz:

Monitoriza el estado del inversor fotovoltaico y manda información al Módulo de Control Principal para su análisis. Posteriormente, recibe órdenes del Módulo de Control Principal para cambiar el estado de operación del inversor fotovoltaico y se encarga de realizar estas operaciones de manera segura y eficaz.

El Gestor Energético incluye diferentes modos de operación que pueden ser definidos durante el sistema de puesta en marcha.

MODOS DE OPERACIÓN

a) Modo de operación A

El Gestor Energético opera como la unidad de control principal para los inversores fotovoltaicos. Permanentemente monitoriza el estado y la potencia de salida de hasta cinco grupos electrógenos por medio de una conexión Modbus/TCP con la unidad de control del grupo electrógeno. Además, recibe los datos obtenidos para los requerimientos de la carga y el estado de la red desde el Módulo de Toma de Datos y calcula un punto de ajuste adecuado para la potencia de salida de los inversores fotovoltaicos bajo consideración de las condiciones definidas para el grupo electrógeno durante su encendido. Estas condiciones están definidas para cada grupo electrógeno e incluye las siguientes especificaciones:

- Potencia aparente (kVA)
- Potencia activa (kW)
- Umbral de activación (kW)
- Umbral de corte (kW)
- Carga mínima (kW)

b) Modo de operación B

El principio de operación del modo B es muy parecido al modo A. Se aplica si no es posible conectarse con el grupo electrógeno vía Modbus/TCP. En este caso, hasta cinco Módulos de Toma de Datos pueden ser instalados para controlar hasta cinco grupos electrógenos a través de mediciones de corriente y tensión. El proceso de datos operativos y el control de la planta fotovoltaica trabajan de la misma forma que en el modo de operación A.

c) Modo de operación C

Se utiliza si la red del grupo electrógeno es suministrada por más de cinco unidades o si los puntos de ajuste de la potencia de los inversores fotovoltaicos se calculan por separado. En ambos casos, el Gestor Energético no controla el grupo electrógeno. El control del sistema supervisor necesita calcular los puntos de ajuste requeridos para la potencia de salida del inversor fotovoltaico y comunicarlo al Gestor Energético a través de Modbus/TCP. El rol del Gestor Energético en este caso es garantizar una rápida comunicación con los inversores fotovoltaicos, para realizar un apagado de emergencia del inversor, revertir una protección

de potencia en el grupo electrógeno y proporcionar acceso a los equipos por el personal de servicio

PROTECCIONES

El Gestor Energético ofrece varias características que pueden ser activadas según sea necesario. Estas características afectan al comportamiento del Gestor Energético y determinan cómo reacciona en escenarios potencialmente críticos.

Reserva rodante: La reserva rodante es la cantidad de potencia del grupo electrógeno que en un instante determinado no se está utilizando, pero en caso de pérdida de potencia por parte del inversor fotovoltaico, pueda utilizarse rápidamente como sustituto. Tener una alta cantidad de reserva rodante permite al sistema generar más potencia fotovoltaica porque en caso de fallo será compensada con seguridad.

Potencia Reactiva: dentro de un cierto rango los inversores fotovoltaicos son capaces de apoyar grupos electrógenos con potencia reactiva. Por la activación de la administración de potencia reactiva, el Gestor Energético crea un punto de ajuste para la potencia reactiva de salida de los inversores, basado en la proporción actual de potencia activa y reactiva demandada. Esto permite una menor carga de potencia reactiva para los grupos electrógenos.

Tiempo de reacción: en este tipo de sistemas es necesario tener una respuesta muy rápida que actúe sobre el control dinámico de potencia activa, no así para el control de la potencia reactiva, que tiene menos prioridad.

Perdida de carga: la pérdida repentina de una parte importante de carga, genera un riesgo importante de potencia inversa sobre el grupo. El peor escenario se produce cuando se trabaja con el 100 % de la potencia FV instalada. Esta es una de las razones por las que el tiempo de respuesta del control dinámico debe ser lo más rápido posible. Se considera que este tiempo de respuesta no debe sobrepasar el segundo.

COMUNICACIÓN

El software elegido para realizar esta tarea es el SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), es un software que permite controlar y supervisar procesos industriales. Facilita retroalimentación en tiempo real con los sensores y actuadores y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo y permite su gestión e intervención.

Para que un sistema SCADA sea aprovechado correctamente, deben cumplirse una serie de objetivos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta (capaces de adaptarse según las necesidades).
- Deben comunicarse con facilidad al usuario con el equipo de planta (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware. También tienen que ser de utilización fácil.

2.2.7 SAM (System Advisor Model)

El System Advisor Model es un software ampliamente conocido por su gran utilidad y por estar desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) en colaboración con Sandía National Laboratories.

La herramienta se ha desarrollado para ser utilizada en el ámbito de energías renovables para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costes de un proyecto y la realización de estimaciones de rendimiento

Ventajas:

- Desarrolla modelos de hora a hora de la potencia de salida eléctrica del sistema, representando la producción del sistema eléctrico en un año
- se puede elegir entre una simulación sencilla o avanzada
- Los datos meteorológicos se pueden elegir de una lista o crear unos datos propios
- Es una herramienta gratuita, que se puede descargar como aplicación o usar vía web
- SAM incluye librerías para el desarrollo de datos y coeficientes que describan las características de los componentes del sistema como pueden ser los módulos y los inversores
- Es una herramienta que está actualizada y es mejorada constantemente

2.3 Marco normativo

Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, D.L. 1002 (02/05/2008).

Tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

La Ley General de Electrificación Rural

En el 2006, el Congreso promulgó la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, en la que se declara como necesidad y utilidad pública la electrificación rural de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país y se define que los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social.

Ley De Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844, Decreto Supremo N° 009-93-Em).

Se norma la interrelación de los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, lo que permite y asegura una oferta eléctrica confiable, el funcionamiento eficiente del Sistema y la aplicación de una tarifa para los consumidores finales que considera el uso óptimo de los recursos energéticos disponibles.

La Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera¹¹

La Ley 27744, Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, señala como necesidad nacional y utilidad pública, la electrificación de zonas rurales y localidades aisladas y de frontera del país. Sin embargo, estas localidades no son atractivas para la inversión privada en temas de electrificación, debido a los desalentadores niveles de rentabilidad económica proyectados. Ante ello, se requiere el rol subsidiario del Estado, sustentado en su declaratoria de interés nacional al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa, por su alta rentabilidad social en las zonas más apartadas del país.

Reglamento De Protección Ambiental En Las Actividades Eléctricas (1994/06/08) D.S. N° 29-94-EM (1994/06/07).

Se norma la interrelación de las actividades eléctricas en los sistemas de generación, transmisión y distribución con el ambiente, bajo el concepto de desarrollo sostenible, entendiéndose por desarrollo sostenible, como el estilo de desarrollo que permite a las actividades satisfacer sus necesidades sociales, económicas y ambientales sin perjudicar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer las propia

¹¹ http://inte.pucp.edu.pe/wp-content/uploads/2017/12/colectivo_regulacion_acceso_energia.pdf

Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural. R.D. N° 003-2007-EM/DGE (2007.02.12).

Código Nacional de Electricidad – Utilización. R.M. N° 037-2006-MEM/DM (2006.01.30)

Normas internacionales IEC: 61215, 60529 y 60811.

2.4 Definición conceptual de la terminología empleada

Baja Tensión: Suministros con tensión inferior a 1.000 V

Biomasa: La biomasa es la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los residuos y desechos orgánicos, que podemos aprovechar energéticamente.

Celda Fotovoltaica: Unidad básica del sistema fotovoltaico donde se produce la transformación de la luz solar en energía eléctrica.

Controlador de Carga: Componente del sistema fotovoltaico que controla el estado de carga de la batería.

Conductor eléctrico: Todo material capaz de conducir la corriente eléctrica. Para transportar la energía eléctrica se utilizan “hilos” fabricados generalmente de cobre o aluminio.

Corriente alterna: En la corriente alterna (CA o AC, en inglés) los electrones, a partir de su posición fija en el cable (centro), oscilan de un lado al otro de su centro, dentro de un mismo entorno o amplitud, a una frecuencia determinada (número de oscilaciones por segundo).

Corriente de corto circuito: Corriente que se mide en condiciones de corto circuito en los terminales de un módulo.

Carga: Cualquier dispositivo o aparato que demanda potencia

Conexión en paralelo: Método de conexión en el cual todos los bornes positivos y negativos se juntan. Si los módulos son todos iguales, la corriente se suma y la tensión permanece igual.

Conexión en serie: Método de conexión en el cual el borne positivo de un módulo se conecta al borne negativo del siguiente y así sucesivamente. Si los módulos son todos iguales, el voltaje se suma y la corriente permanece igual.

Caja de Conexiones: Elemento donde las series de módulos fotovoltaicos son conectados eléctricamente, y donde puede colocarse el dispositivo de Protección, si es necesario.

Combustibles fósiles: Son los depósitos de petróleo crudo, gas natural y carbón formados por la descomposición, a lo largo de millones de años, de material orgánico.

Consumo: Es el número de kilovatios/hora utilizados por un hogar o negocio durante un tiempo, normalmente mensual o bimensual.

Distribuidora: Toda sociedad mercantil española o de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, que tenga como función distribuir la energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución.

Estimación: Consumos atribuidos a un suministro, en un período de tiempo, si no se conocen sus consumos reales para la facturación. El cálculo se realiza en función de los históricos de consumos del mismo período del año anterior.

Eficiencia: En lo que respecta a celdas solares es el porcentaje de energía solar que es transformada en energía eléctrica por la celda. En función de la tecnología y la producción técnica, éste varía entre un 5 % y un 30 %.

• **Electrolito:** En el caso de las baterías empleadas en sistemas fotovoltaicos, es una solución diluida de ácido sulfúrico en la que se verifican los distintos procesos que permiten la carga y descarga de la batería.

Fusible: Dispositivo de protección en las instalaciones eléctricas que permite el paso constante de la corriente eléctrica hasta que ésta supera el valor máximo permitido

Horas de sol pico: Número equivalente de horas a 1 kWh/m² de radiación solar que produce la misma cantidad de energía solar que bajo las condiciones reales de insolación.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o a energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m²

Irradiación: Energía incidente por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m².

Interruptor: Son dispositivos eléctricos, que cierra, abre o cambia conexiones en un circuito eléctrico bajo condiciones de carga nominal.

Modulo panel fotovoltaico: Conjunto de celdas solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie

Orientación: Ángulo de orientación respecto al Sur Solar de la superficie de un panel. El Sur geográfico (o real) no debe confundirse con el magnético, que es el que señala la brújula, aunque en el caso de España la diferencia no suponga grandes desviaciones.

Potencia: Capacidad de los aparatos eléctricos para producir trabajo, la cantidad de energía entregada o absorbida por un aparato en un tiempo determinado. La unidad de medida es el W (vatio) o el kW (kilovatio).

Potencia contratada: Es la potencia que el consumidor contrató en su día con la compañía eléctrica y viene detallada en la póliza, también vendrá especificada en la factura.

Potencia máxima: También llamada potencia de punta. Es el valor de la mayor de las potencias demandados durante un período en el punto del suministro.

Potencia reactiva: Es la potencia absorbida por un receptor y que no produce trabajo útil.

Punto de máxima potencia: Punto de la curva I-V en donde el producto $I * V$ (potencia) tiene su valor máximo.

Radiación Solar: Cantidad de energía procedente del sol que se recibe en una superficie y tiempo determinados.

Rendimiento: Es la relación que existe entre la energía que realmente transforma en energía útil y la que requiere un determinado equipo para su funcionamiento.

Tensión: Diferencia de potencial eléctrico que tiene que existir entre dos partes activas de una instalación, para que la corriente eléctrica circule por esa instalación. La tensión se mide en Voltios, por lo que también es conocida como volta

Voltaje de circuito abierto: Voltaje que se mide en los terminales sin carga de un sistema fotovoltaico.

Voltaje de máxima potencia: Voltaje correspondiente al punto de máxima potencia.

Watt pico: Unidad de medida de un módulo solar fotovoltaico, que significa la cantidad de potencia máxima que puede generar el modulo a condiciones estándar de funcionamiento (1000 W/m², 25°C y 1,5 de masa de aire).

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO

3.1 Tipo y diseño de investigación

Para el presente trabajo de investigación, se han considerado los siguientes criterios:

Diseño no experimental, debido a que no se están manipulando las variables, por lo que se observarán los fenómenos tal y como son o se dan en su contexto.

Investigación aplicada, ya que se centra específicamente en cómo se pueden llevar a la práctica las teorías generales, para dar solución al problema de la energía eléctrica en la zona involucrada.

Investigación Descriptiva: Porque se describe las características de los equipos seleccionados y las variables en estudio a través tal y como se presentan en la realidad.

3.2 Población y muestra

Población, Comunidades rurales sin acceso a electricidad mediante red eléctrica convencional

Muestra, Ciudad San Antonio del Estrecho, Loreto, Perú

3.3 Formulación de la hipótesis

Si se diseña e implementa una microrred fotovoltaica/diésel con backup de baterías de Li-Ion se mejorará el servicio eléctrico a la ciudad de San Antonio del Estrecho utilizando energías renovables.

3.4 Operacionalización de las variables

Tabla 6
Operacionalización de las variables

Variables		Definición conceptual	Definición operacional	Indicadores
independiente	Diseño de una microrred	Una microrred es un sistema que nos permite la integración de fuentes de energías renovables con sistemas de generación convencionales en conjunto con sistemas de almacenamiento de energía con el objetivo de proveer energía renovable y garantizar la continuidad del servicio eléctrico para las comunidades ¹²	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico, baterías y sistema de control.	Radiación solar (W/m2) Potencia fotovoltaica (kWp) Controladores, baterías (Ah), inversores (kW), sistema de control(und), Grupos electrógenos(kW)
	Fotovoltaica/diésel			
Dependiente	Mejorar el servicio eléctrico	Proporcionar una mejor calidad de energía eléctrica, que sea confiable e ininterrumpida, para mejor satisfacción de la población	Determinar la energía promedio diaria y los parámetros de red.	Energía promedio diaria. (W.h) Tensión de suministro (V) Potencia (W)

Fuente: Elaboración Propia

¹² <https://elperiodicodelaenergia.com/las-microrredes-hibridas-han-llegado-para-quedarse/>

3.5 Métodos y técnicas de investigación

3.5.1 Métodos de investigación

Analítico: Porque se ha realizado el estudio microrredes híbridas, en este caso fotovoltaica/diésel para determinar las características eléctricas de todos sus componentes.

Deductivo: Utilizamos este método porque se está considerando desde lo más general (centrales y microrredes de energía renovable) a lo más específico (diseño de una microrred para una comunidad).

3.5.2 Técnicas de investigación

a) Observación

Es una técnica que consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis.

La observación es un elemento fundamental de todo proceso investigativo; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos¹³

Se realizó una visita técnica a la comunidad para obtener información sobre la situación térmica actual y de la infraestructura eléctrica.

b) Fichaje

Consiste en ir registrando los datos que se fueron obteniendo en los instrumentos llamados fichas (o formatos), las cuales están debidamente elaboradas y ordenadas, contienen la mayor parte de la información que se recopiló a lo largo de esta investigación.

Se utilizó esta técnica para obtener información detallada de la situación actual de la comunidad

3.6 Descripción de los instrumentos utilizados

a) Cuaderno de Registros:

Además del registrar los datos de manera ordenada y resumida, permite la revisión en cualquier momento de los datos más resaltantes.

¹³ <http://www.rrppnet.com.ar/tecnicasdeinvestigacion.htm>

b) Fichas bibliográficas:

Recogen únicamente las referencias bibliográficas de los documentos que se han consultado para la realización de este trabajo científico. En ellas se registra o consigna todos los datos precisos para su localización y su correcta referencia ulterior en el trabajo.

c) Fichas de contenido:

Permite la anotación de las ideas extraídas de los trabajos leídos. Indispensable para redacción de la introducción, el marco teórico y la discusión de los trabajos en orden a fundamentar para las aportaciones.

d) Herramientas computacionales:

Los cuales nos van a facilitar el desarrollo de la presente investigación, tales como cálculos, simulación, planos, etc. Los principales programas a usar son AutoCAD 2016, SAM y Excel 2016

3.7 Análisis e interpretación de datos

Una vez finalizada la fase de recolección de los datos, o tomar el caso en particular se realizarán las simulaciones con el programa respectivo para ello se utilizará el software SAM

Se utilizarán tablas para ordenar y posteriormente procesar la información.

Los resultados obtenidos luego del procesamiento de la información, se diagramarán en histogramas de frecuencia y gráficos de barras.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACION

4.1 Propuesta de Investigación

Con la finalidad de mejorar el servicio eléctrico a la localidad de San Antonio del Estrecho, ubicado en la provincia de Putumayo, departamento de Loreto; se propone el diseño de una microrred fotovoltaica/diésel con backup de baterías de Li-ion.

Para lo cual se realizará una revisión bibliográfica de los fundamentos de diseño de plantas fotovoltaicas y microrredes, posteriormente se estima la demanda, se realiza la medición del recurso solar. Una vez obtenido dichas mediciones se determinarán los parámetros de los dispositivos a usarse y se procede a realizar el dimensionamiento de los componentes de la microrred, los cuales se detallan a continuación:

a) Grupo electrógeno

Para el presente proyecto, no es necesario realizar el diseño y selección de grupo electrógeno, debido a que la localidad de estudio ya cuenta con uno.

b) Paneles fotovoltaicos

Es el elemento encargado de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica, es el elemento de mayor durabilidad. Se trabajó con paneles de 400 Wp de la marca JINKO.

c) Inversor

Este dispositivo electrónico será el encargado de convertir el voltaje de entrada de DC a un voltaje de salida de AC, el cual depende del diseño del sistema. Se seleccionó 4 inversores de 75 kW de potencia a una tensión de 0.480 kV, de la marca SMA

d) Sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage System ESS)

Como su propio nombre lo indica este elemento es el que se encargara de almacenar energía para momentos críticos o cuando la microrred lo requiera. En este proyecto se seleccionó la marca QINOUS ya que cumple con los requisitos técnicos necesarios para este proyecto.

e) Sistema de control y comunicaciones

Este sistema es el encargado de comunicar y controlar los componentes de la microrred antes descrito, con el fin de obtener un mejor aprovechamiento de la energía producida por la

planta fotovoltaica. El sistema de control de la planta estará compuesto por dispositivos electrónicos de la marca DEIF, los cuales se detallarán más adelante.

En el siguiente esquema se podrá observar la propuesta de investigación con la que se trabajó en la presente tesis

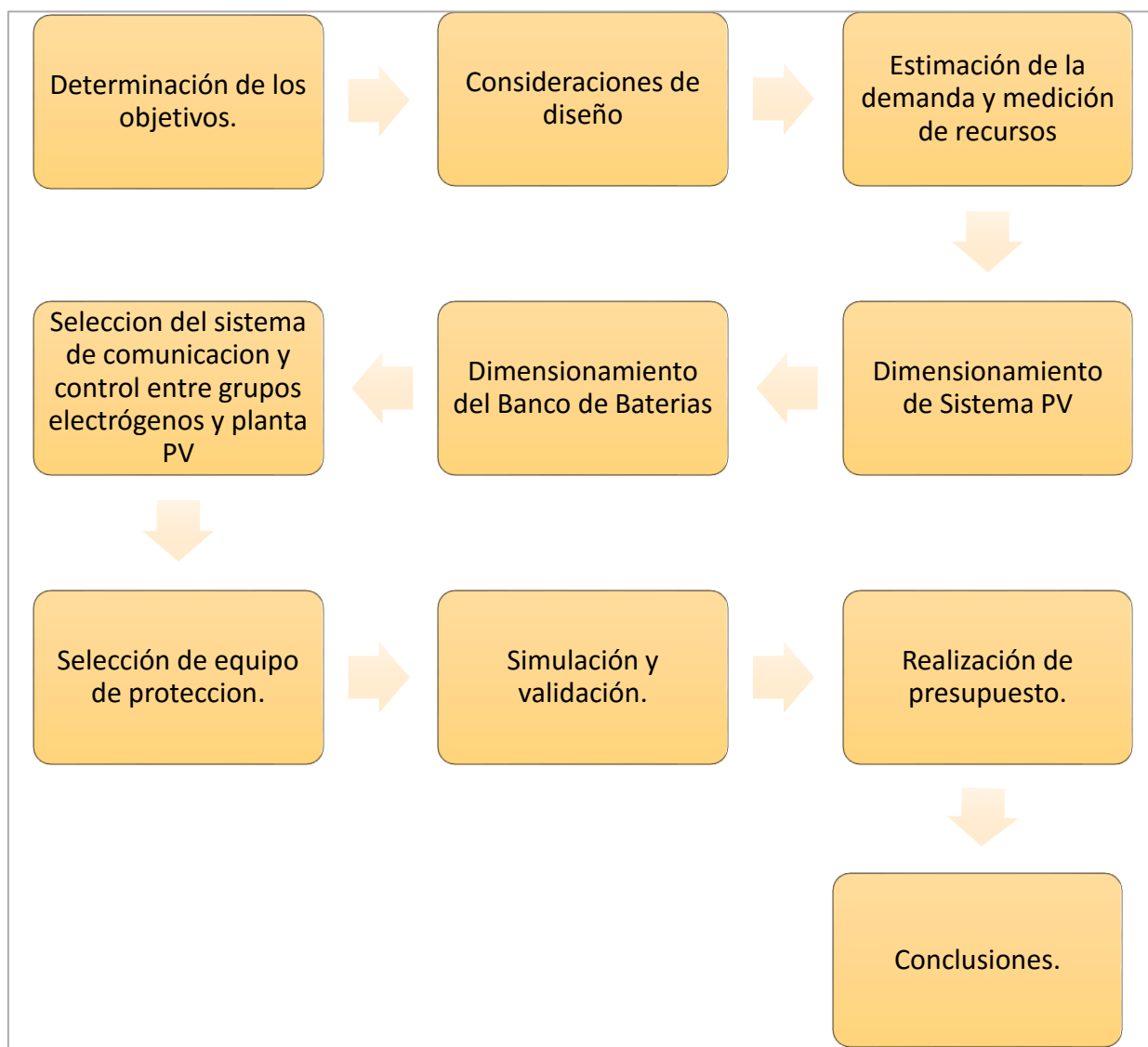


Figura 23. Propuesta De Investigación

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO V: ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Análisis de Demanda

a) Sistema Eléctrico

Según la información brindada, el sistema eléctrico de la localidad de San Antonio del Estrecho, está formado por tres generadores eléctricos, de los cuales dos (02) están operativos. Estos grupos electrógenos alimentan una red de distribución en 22,9 kV, la cual distribuye la energía eléctrica a los distintos puntos de consumo a lo largo de mencionada localidad para satisfacer la demanda energética.

El grupo de generadores se componen de los siguientes equipos:

Tabla 7
Equipamiento de la central térmica del estrecho

SERVICIO ELECTRICO	MARCA DEL G.E	MODULO DE MOTOR	POTENCIA NOMINAL EN MW	POTENCIA EFECTIVA EN MW	HORAS DE SUMINISTRO POR DIA	ESTADO DE LOS GRUPOS
EL ESTRECHO	CAT 1	3406C	0.275	0.245	15H, (6:am hasta 15:pm de 18:pm a 24:00	OPER.
	CAT 2	33068	0.225	0.195		INOP.
	VOL 1	1344	0.44	0.36		OPER.

Fuente: Elaboración Propia A Partir De Datos Brindados Por ELOR

Cada generador está conectado a un transformador delta estrella de 250 kVA para elevar la tensión de 440 V hasta los 22,9 kV, ambos generadores comparten una misma barra, al cual van conectados en paralelo.

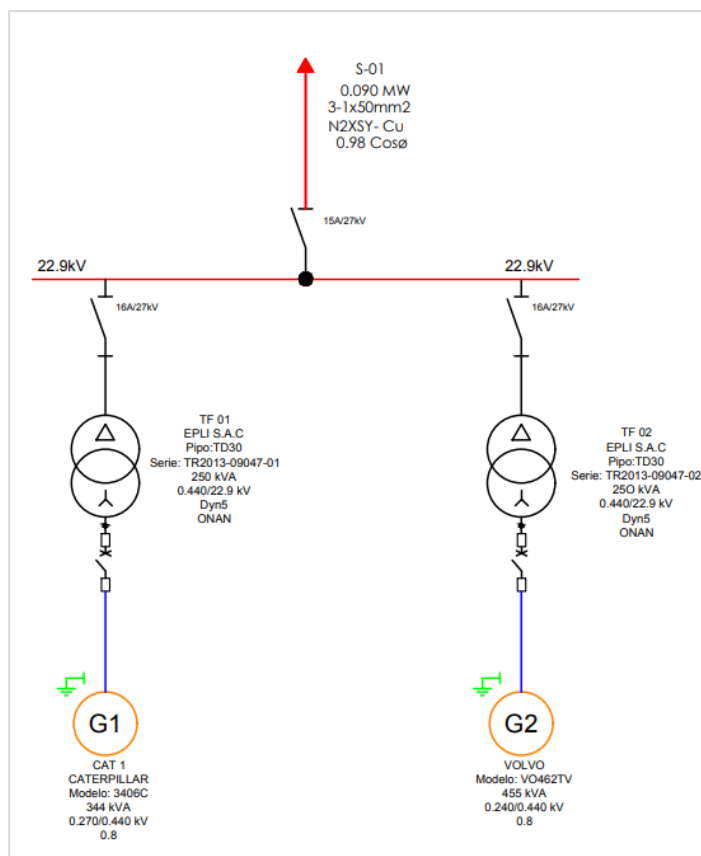


Figura 24. Diagrama unifilar C.T El Estrecho

Fuente: ELOR

b) Consumo de combustible

Según los datos proporcionados por la empresa concesionaria ELOR, la central térmica consume en promedio 100 galones de diésel por MWh de energía producida.

c) Análisis de demanda

- Aumento de demanda: Según la tabla mostrada a continuación.

Tabla 8
Máxima demanda por mes (2018-2019)

MES/AÑO	Máxima Demanda (kW)	Energía Producida (kWh)
ene-18	187	41,220
feb-18	200	38,776
mar-18	190	38,662
abr-18	210	48,680

may-18	207	50,974
jun-18	215	48,433
jul-18	214	48,005
ago-18	218	49,517
sep-18	233	61,688
oct-18	244	59,401
nov-18	233	57,615
dic-18	228	58,978
ene-19	221	63,862
feb-19	237	63,691
mar-19	255	71,793
abr-19	240	72,213

Fuente: Elaboración Propia

La demanda en El Estrecho tiene un crecimiento anual notable, de enero de 2018 a enero de 2019 se dio un crecimiento de 50% en el consumo de energía.

En la tabla 8, se puede apreciar que el mes que registra la máxima demanda es marzo, por lo cual será elegido para nuestro estudio.

Tabla 9
Máxima demanda del mes de Marzo

DIA	Cat-01: 275 kW Volvo : 364 kW	MAX. DEM. kW.
1	208	208
2	216	216
3	210	210
4	221	221
5	242	242
6	224	224
7	232	232
8	232	232
9	210	210
10	203	203
11	218	218
12	240	240
13	255	255
14	215	215
15	210	210

16	195	195
17	200	200
18	225	225
19	228	228
20	225	225
21	220	220
22	203	203
23	211	211
24	210	210
25	234	234
26	230	230
27	215	215
28	220	220
29	226	226
30	225	225
31	224	224

Fuente: Adaptado de los datos de Elor

Posteriormente, se analizará el día que tuvo la máxima demanda registrada en dicho mes, siendo el día 13, con un consumo de 255 kW.

Tabla 10
Día de máxima demanda

HORA	Cat-01 275kw	Cat-02 225kw	Volvo 364	TOTAL kW.
0:00	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0
06:00	120	0	0	120
07:00	149	0	0	149
08:00	153	0	0	153
09:00	147	0	0	147
10:00	146	0	0	146
11:00	160	0	0	160
12:00	140	0	0	140
13:00	138	0	0	138
14:00	135	0	0	135
15:00	127	0	0	127
16:00	0	0	0	0
17:00	0	0	0	0
18:00	0	0	116	116
19:00	0	0	255	255

20:00	0	0	194	194
21:00	0	0	200	200
22:00	0	0	171	171
23:00	0	0	131	131
0:00	0	0	116	116

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11

Resumen de máxima y mínima demanda

MAXIMA DEMANDA DEL MES	255	KW
MINIMA DEMANDA DIARIA	116	KW

Fuente: Elaboración propia

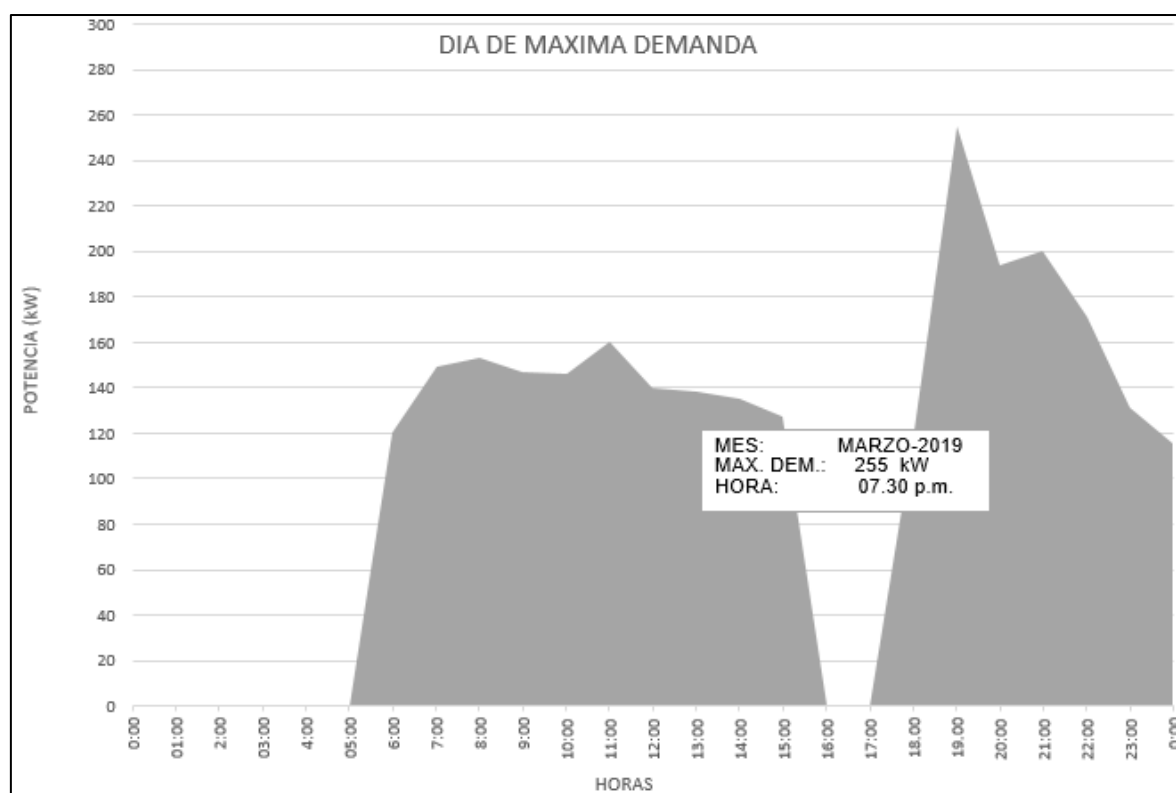


Figura 25. Diagrama del día de máxima demanda (13-03-2019)

Fuente: Elaboración Propia

d) Perfil de demanda

El siguiente perfil de demanda se proyecta asumiendo que la localidad será abastecida de energía durante todo el día, generando así un menor pico de demanda máxima durante el día

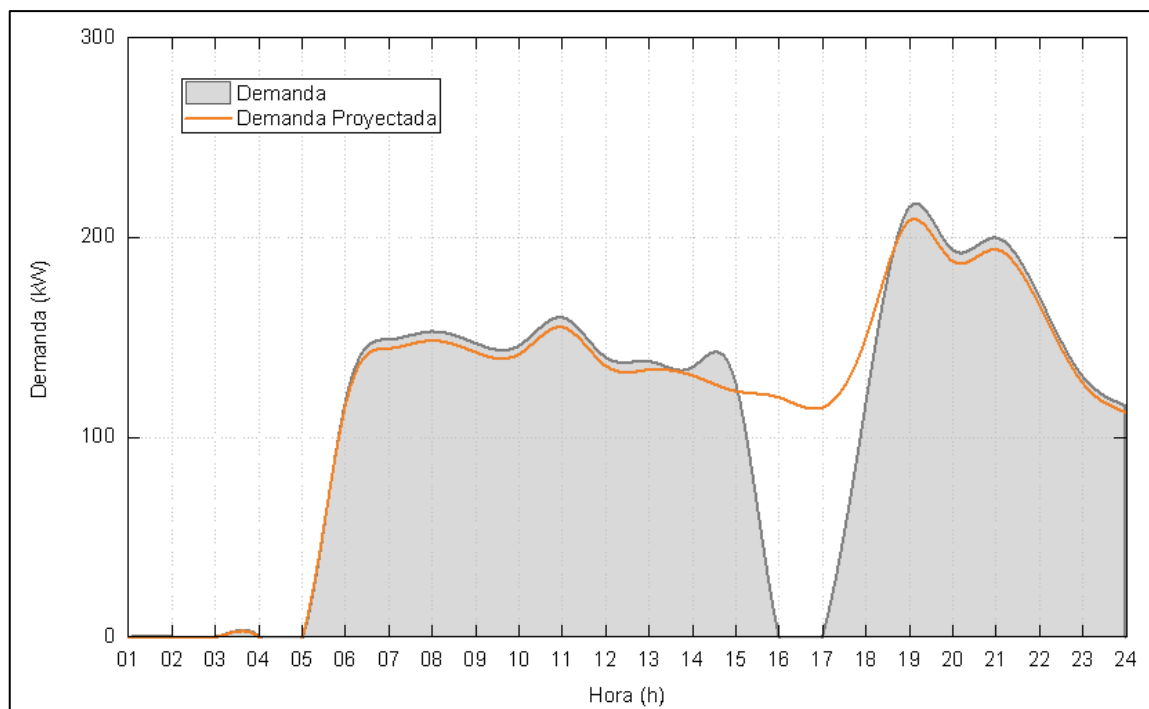


Figura 26. Perfil de demanda estimado

Fuente: Elaboración Propia

Máxima Demanda

220 kW

Máxima demanda diurna:

155 kW

Demanda de diseño:

100 % de la máxima demanda en horas de alta radiación (potencia diurna 10 am – 2pm)

e) Determinación de la demanda

En base a los ítems anteriores y a las ubicaciones de las principales cargas, se decidió que la planta fotovoltaica **debe cubrir una carga con una demanda promedio de 300 kW**

5.2 Evaluación del recurso solar

El recurso solar es un factor importante para el dimensionamiento de la planta PV.

Para el análisis del recurso solar se usaron dos bases de datos: NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER), y NREL National Solar Radiation Database (NSRDB). A continuación, se presentan los datos más importantes de ambas fuentes.

Tabla 12
Base de datos de radiación usadas

ITEM	NASA POWER	NREL NSRDB
Organización	National Aeronautics and Space Administratios. Estados Unidos	National Renewable Energy Lab. Estados Unidos.
Base de datos	Presiction Of Worldwide Energy Resources	National Solar Radiation Database
Acceso	https://power.larc.nasa.gov/	https://maps.nrel.gov/rede-peru/
Datasets usados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005) ▪ 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013) 	Physical Solar Model (1998 – 2017)
Resolucion temporal	Promedio diario	Media hora
Resolucion especial	50 x 50 km	4 x 4 km

Fuente: Elaboración Propia

Evaluando las características anteriores se decidió utilizar la base de datos de NREL por tener mejor resolución temporal y espacial. NREL tiene datos diarios y horarios que es de vital importancia para la presente simulación. Esta base de datos se utilizará para el diseño de la planta PV en la microrred.

En la siguiente imagen se podrá apreciar un resumen de los valores anuales calculados a partir de los datos meteorológicos descargados, se mostrará los valores promedios de irradiación normal directa, irradiación global horizontal y irradiación horizontal difusa

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

Header Data from Weather File

Station ID: Latitude: DD
 Data Source: Longitude: DD
 Elevation: m Time zone:

Annual Values Calculated from Weather File Data

Global horizontal: kWh/m²/day Average temperature: °C **Optional Data**
 Direct normal (beam): kWh/m²/day Average wind speed: m/s Maximum snow depth: cm
 Diffuse horizontal: kWh/m²/day Annual albedo:

*NaN indicates missing data.

Figura 27. Promedio de los valores anuales calculados a partir de los datos meteorológicos descargados en SAM

Fuente: SAM- NREL

Sitio San Antonio Del Estrecho (Peru)				
Origen de datos: NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016				
	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del Viento
	kWh/m ² .día	kWh/m ² .día	°C	m/s
Enero	5.09	2.56	26.2	0.08
Febrero	4.98	2.74	24.4	0.12
Marzo	5.02	2.63	25.2	0.11
Abril	4.72	2.42	24.5	0.13
Mayo	4.55	2.30	25.0	0.10
Junio	4.21	1.92	24.1	0.15
Julio	4.55	2.15	24.2	0.15
Agosto	5.03	2.13	24.2	0.14
Septiembre	5.49	2.07	25.2	0.13
Octubre	5.55	2.44	25.2	0.11
Noviembre	5.27	2.34	25.0	0.13
Diciembre	5.06	2.41	25.1	0.11
Año ?	4.96	2.34	24.9	0.1
	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>	<input type="button" value="Pegar"/>

Figura 28. Valores promedios de irradiación mensual NREL

Fuente: NREL

5.3 Ubicación de la planta pv

La ubicación de la planta PV se encuentra aproximadamente a unos 110 metros de distancia de la central térmica de la localidad de San Antonio del Estrecho y cuenta con un área que bordea los 8700 m²

Tabla 13

Coordenadas UTM de la ubicación de la planta PV

Coordenadas UTM			
EL ESTRECHO	1	759,763	9,728,745
	2	759,789	9,728,703
	3	759,825	9,728,726
	4	759,856	9,728,679
	5	759,763	9,728,627
	6	759,712	9,728,720

Fuente: Elaboración Propia



Figura 29. Ubicación de la planta PV¹⁴

5.4 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

5.4.1 Potencia fotovoltaica preliminar

Para determinar la potencia del sistema fotovoltaico, se calculó la potencia fotovoltaica nominal necesaria para cubrir el 100% de la potencia diurna de la localidad:

$$P_{PV} = P_U \times P_{e_{PV}} \times F_{DC/AC}$$

Donde:

P_{PV} (kWp):	Potencia pico de sistema fotovoltaico
$P_{e_{PV}}$:	Penetración fotovoltaica (1.0)
P_U (kW):	Demanda en AC (300 kW)
Factor $_{DC/AC}$:	Relación entre potencia instalada y producida (1.32)

¹⁴ Adaptado de google earth

Se obtuvo una potencia nominal de **395,20 kWp**; valor que sirvió como punto inicial de referencia para la siguiente etapa de diseño.

Como paso siguiente, se dimensiono la planta fotovoltaica con mayor precisión en el software de modelamiento System Advisor Model v2018.11.11, del NREL, teniendo en cuenta los criterios de diseño establecidos previamente, así como las características técnicas del inversor, módulo solar, potencia fotovoltaica total, cableado y pérdidas.

A continuación, se detallan las características principales de los componentes del SFV. Las fichas técnicas pueden encontrarse en los anexos.

5.4.2 Módulo fotovoltaico

Se seleccionó módulos fotovoltaicos marca JINKO, marca certificada y clasificada dentro del TIER 1 de productores de módulos fotovoltaicos según el ranking de Bloomberg New Energy Finance.

Tabla 14
Características técnicas del módulo fotovoltaico

Parámetro	Valor
Modelo	JKM400M-72H-V
Tipo celda	Mono PERC
Potencia nominal (Wp)	400.00
Tensión de circuito abierto - Voc (V)	49.80
Intensidad en Corto circuito - Isc (A)	10.36
Tensión en potencia máxima - Vmpp (V)	41.70
Intensidad en potencia máxima - Impp (A)	9.60
Eficiencia (%)	19.88
Área por modulo (m2)	2.01

Fuente: Elaboración propia a partir de la ficha técnica

5.4.3 Inversor

Para el modelamiento del sistema se trabajó con la marca SMA (Alemania). La empresa cuenta con plantas fotovoltaicas en el rango de los mega watts ya instaladas, con certificaciones internacionales y está listada en el registro internacional de fabricantes de

inversores trifásicos de la revista especializada SolarPro (2017 y 2018). Además, cuenta con la solución SMA Hybrid Controller que permite integrar hasta ocho generadores diésel en conjunto con un sistema fotovoltaico.

Se trabajó con el modelo SMA Sunny Highpower PEAK 1.

Tabla 15
Características de los inversores

Parámetro		Valor
Modelo		SMA SHP75-10
Entrada DC	Máxima potencia DC	76500 W
	Rango de voltaje DC (Voc)	565 – 1000 V
	Rango de voltaje MPP (a 600Vac)	570 – 800 V
	Corriente de entrada máxima (Impp / Isc)	140 A / 210 A
	Número de MPP Tracker	1
Salida AC	Máxima potencia	75000 VA
	Voltaje de línea	3/PE, 400 v a 480 V, \pm 10%
	Rango de voltaje	360 V – 530 V
	Frecuencia	50 Hz; 60 Hz
General	Eficiencia máxima	98.80%
	Eficiencia Europea	98.20%
	Consumo en espera	3 W
	Topología	Sin transformador
Datos mecánicos	Temperatura ambiente	-25°C...+60°C
	Grado de protección	IP65
	Emisión de ruido	51 dB(A)
	Dimensiones (Ancho x Alto x Profundidad)	570 / 740 / 306 mm
	Peso	77 kg

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos técnicos

5.4.4 Configuración de arreglo solar

Todo el arreglo solar se diseñó en función al voltaje y corriente de trabajo de los inversores, a la tensión en circuito abierto (Voc), tensión de potencia máxima (Vmpp) e intensidad de corriente en potencia máxima (Impp) de los módulos solares. En la Tabla 9 se presentan la configuración.

Tabla 16
Configuración de arreglo solar

Parámetro	Valor / descripción
Potencia AC (kW)	75.00
Cantidad de inversores	4.00
Controlador MPPT por inversor	1.00
Cantidad de series en paralelo por cada controlador MPPT	13.00
Módulos solares por serie	19.00
Potencia nominal de módulo solar (kWp)	0.40
Cantidad de series (strings) en todo el arreglo	52.00
Factor $_{DC/AC}$	1.32
Tensión de arreglo PV en circuito abierto (Voc) [V]	946.00
Tensión de arreglo PV en potencia máxima (Vmpp) [V]	792.00
Intensidad en potencia máxima por inversor (Impp) [A]	124.80
Potencia nominal de planta fotovoltaica [kWp]	395.20

Fuente: Elaboración propia

5.4.5 Orientación

La orientación, inclinación y seguimiento de los sistemas se detalla a continuación

Tabla 17
Detalle de orientación

Parámetro	Valor
Orientación y azimut	Norte; 0
Inclinación (grados)	Según latitud: 10°
Seguimiento	No incluye

Fuente. Elaboración propia

5.4.6 Análisis de Sombras

La proyección de sombras se evaluó con la finalidad de obtener la distancia apropiada entre paneles solares en los ejes norte – sur y este – oeste y poder descartar interferencias entre secciones del arreglo solar a lo largo del año. Para lograr dicho objetivo. Se usó el diagrama de trayectoria solar(<http://solardata.uoregon.edu/SunChartProgram.php>), generado por el laboratorio de monitoreo de radiación solar de la Universidad de Oregon. Se tuvo en consideración el recorrido del sol

El diagrama generado (Figura 30) muestra el recorrido del sol en términos de azimuth (ángulo de orientación sobre una superficie en donde el norte es 0°. Sobre este se dibujó el perfil de proyección de sombras correspondiente, se definió la interferencia horaria a lo largo del año y se decidió si la distancia es la apropiada o no.

- Distancia de separación N-S: Esta distancia está en función del análisis de sombras y debe minimizar las pérdidas por sombras. La distancia mínima es de 3m.
- Distancia de separación E-O: Esta distancia será la mínima para asegurar el libre paso del personal de mantenimiento. Se determinó 1m.

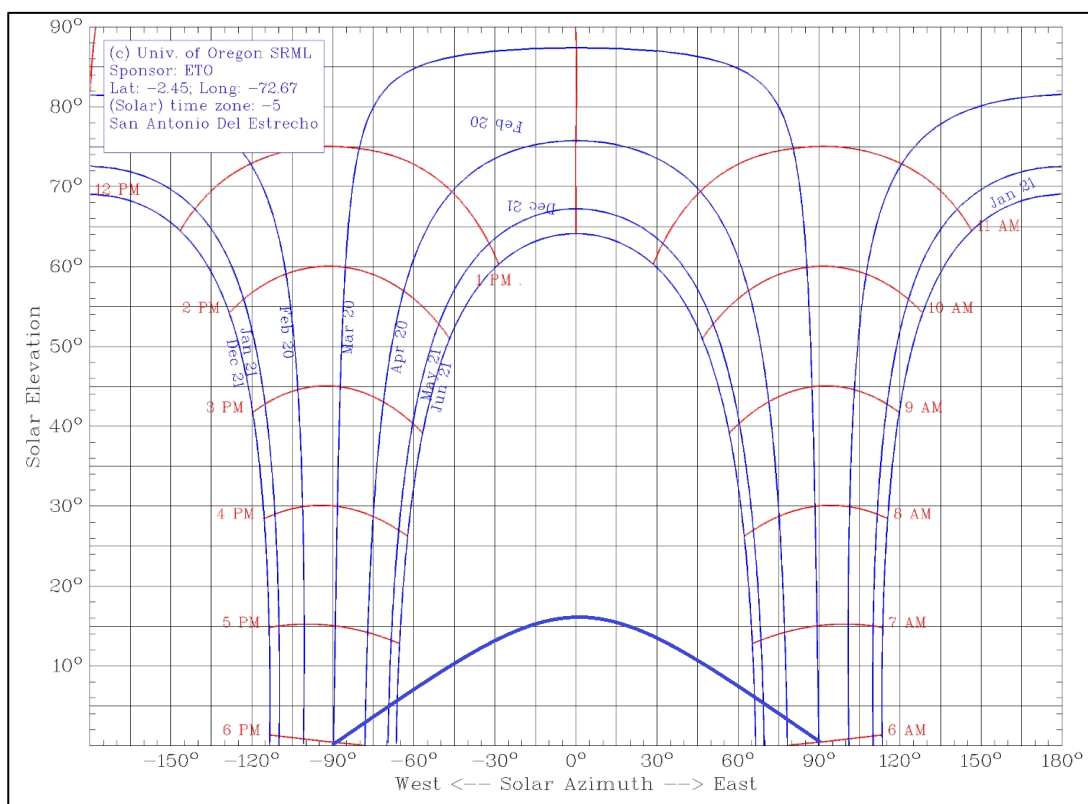


Figura 30. Perfil de proyección de sombras de un arreglo solar al siguiente en dirección sur. Módulos de 400 Wp (2008 mm x 1002 mm)

Fuente: Elaboración Propia (adaptado de Oregon)

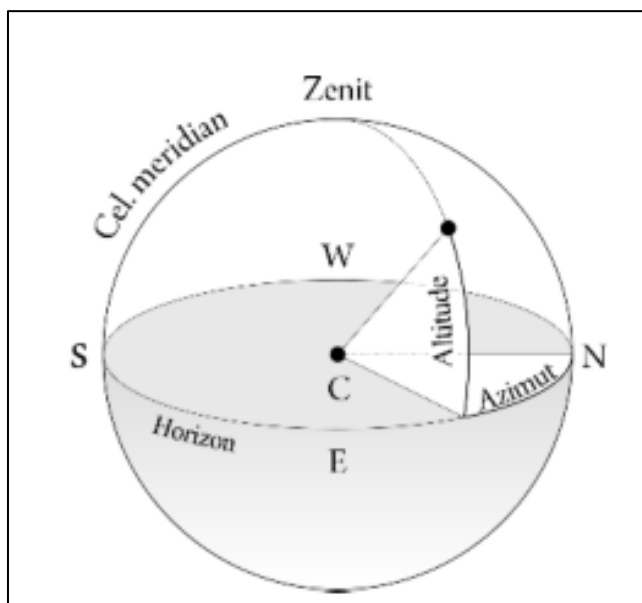


Figura 31. Azimut y altitud

Fuente: Adaptado de Oregón

5.5 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

El proyecto comprende el diseño de un sistema de almacenamiento de energía (Energy Storage System ESS) que permitirá almacenar energía en bancos de batería o retirar energía dependiendo del comportamiento de la generación y consumo de la demanda eléctrica.

Para el dimensionamiento del Energy Storage System (ESS) se tomará como demanda de diseño la máxima demanda durante el funcionamiento del sistema PV (demanda diurna) y se considera una capacidad de almacenamiento equivalente a soportar esta potencia durante 30 minutos.

Este sistema tiene los siguientes componentes principales:

- 01 inversor bidireccional con una potencia de salida total de 400 kW a 0.480 kV.
- 01 sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio con una capacidad total de 250 kWh.

Se seleccionó el sistema de almacenamiento de la marca QINOUS ESS, ya que cumple con las características técnicas requeridas, para mayor detalle se adjuntara su ficha técnica completa en los anexos

Tabla 18
Datos técnicos de las baterías

Parámetro	Valor / descripción
Potencia Nominal (Inversor Bidireccional) [kVA]	400
Capacidad Nominal (kWh)	250
Tensión de Conexión	Baja tensión Trifásico
Corriente Nominal	Hasta 1532 A @40°C
Corriente máxima	150% de corriente nominal
Tensión Nominal AC (V)	480
Frecuencia Nominal (Hz)	60
Tensión DC (V)	500-1000
Eficiencia del sistema	88%
Eficiencia de la batería	96%
Química de la celda	NCM/LMO
80% DOD	80% después de 4000 ciclos
Interfaz de comunicación	Se debe incluir Modbus

Fuente: Elaboración propia a partir de ficha Técnica

5.6 Sistema de control y comunicación

Bajo la configuración propuesta, los generadores diésel estarán conectados y sincronizados entre sí a través de equipos controladores especializados denominados Controladores Automáticos de Grupos Electrónicos. Los grupos se encenderán de acuerdo con la demanda de la comunidad, garantizando que siempre trabajen en un régimen óptimo de eficiencia.

El control, tanto del sistema fotovoltaico como del Sistema de almacenamiento (EES), será realizado por el dispositivo de control y monitoreo denominado Controlador Automático del Sistema Fotovoltaico y el C.A. del ESS, que en nuestro diseño estará integrado en un sistema denominado Smart Energy, el cual determinará, en conjunto con los controladores mencionados líneas arriba, la potencia que entregarán los generadores a la línea troncal en función a la disponibilidad de potencia fotovoltaica y cargas de la comunidad.

Tabla 19
Equipo de monitoreo y control del sistema

Dispositivo	Equipo que controla o mide
Controlador Automático de Grupo Electrónico	Grupo Electrónico
Controlador Automático de SFV y de ESS (Smart Energy)	Inverter Manager del Sistema fotovoltaico + ESS
Inverter Manager	Inversores del Sistema Fotovoltáico
Dispositivo de Medición del Sistema Fotovoltáico (Power Analyzer)	Sistema Fotovoltáico
Dispositivo de Medición de cargas (Load Meter)	Cargas

Fuente: Elaboración propia

Para mayor detalle, revisar las fichas técnicas, manuales y diagramas eléctricos adjuntos

a. Controlador Automático de Grupo Electrónico

El controlador del generador es ideal para aplicaciones de misión crítica, como hospitales y centros de datos, y es capaz de entregar energía de respaldo en pocos segundos. La solución es un estándar en el controlador de grupo electrónico automático que le permite interactuar con el controlador en un entorno controlado y seguro sin correr el riesgo de dañar ningún equipo.

Tabla 20
Parámetro Controlador automático G.E

Parámetro	Valor
Medición de tensión	100 hasta 690 V AC +/-20 % (Homologado por UL/cUL: 600 V AC entre fases)
Consumo:	Máx. 0,25 VA/fase
Medición de corriente	-/1 o -/5 A CA (Homologado por UL/cUL: tomada de TIs de 1-5 A) Consumo: máx. 0,3 VA/fase
Sobrecarga de corriente	4 x In permanente 20 x In, 10 s (máx. 75 A) 80 x In, 1 s (máx. 300 A)
Medición de frecuencia	30 hasta 70 Hz
Comunicación	ModBus

Fuente: Elaboración Propia a Partir de Ficha Técnica

b. Controlador integrado de energía (SFV + Ge + Ess)

El controlador integrado de gestión de energía y microrred es un equipo que permite el control inteligente de la red y la integración eficiente de activos de generación de energía renovables y convencionales. Se comunica con todos los miembros de la microrred (inversores fotovoltaicos, generadores diésel y medidores de energía) para decidir el mejor uso de la batería en un momento dado.

Basado en lecturas de potencia y posiciones de interruptor, este dispositivo determina las referencias de potencia a la planta de energía fotovoltaica encendiendo y apagando la planta, el ESS o los grupos electrógenos de acuerdo a las condiciones.

Este dispositivo, debe maximizar automáticamente la penetración de energía fotovoltaica, dependiendo de la demanda de carga total del híbrido sin comprometer restricciones tales como la demanda de carga mínima del grupo electrógeno.

c. Inverter Manager

Un inverter manager es un dispositivo que se encarga de optimizar la comunicación, la monitorización y el control de plantas fotovoltaicas de varios equipos de inversores. En nuestro caso se está realizando el uso de 4 inversores por lo cual se requiere el uso de este dispositivo.

Tabla 21
Parámetro Inverter Manager

Parámetro	Valor
Equipos compatibles	Máx. 50 equipos: inversores, sistemas I/O y contadores, ethernet, 100 Mbit/sMax, RS485, Modbus
Suministro de tensión	Conexión de 2 pines, MINI COMBICON Conexión de 4 pines, COMBICON
Red	(LAN) 2 x RJ45, conmutados, 10BaseT / 100BaseT
USB	USB 1 x 2.0 o 3.0, tipo A
Suministro de tensión	Fuente de alimentación externa (disponible como accesorio)
Tensión de entrada	De 10 V a 30
V Consumo energético	Típico de 4 W

Fuente: Elaboración propia

d. Dispositivos de Medición

Para una correcta integración del sistema fotovoltaico y para poder saber la demanda de energía en tiempo real es necesario incluir sistemas de medición en el sistema fotovoltaico (invertir manager), en los grupos electrógenos y en las cargas de la demanda.

Para realizar la medición estos dispositivos miden la tensión y la corriente en el sistema a través de un transformador de corriente y medición directa de tensión en caso de baja tensión y a través de un transformador de potencial en caso que la tensión supere los valores de entrada.

Medición del Sistema Fotovoltaico

El Controlador Integrado de Energía se encargará de controlar la integración de la planta PV a la red, para ello utiliza un dispositivo de medición que debe contar con las siguientes características.

Tabla 22
Dispositivo de Medición Planta Pv

Parámetro	Valor
Tensión de Medición	600V
Tensión requerida	95 a 240 V AC
Categoría de sobretensión	600V CAT III
Tensión LN AC (Sin Transformador)	0 a 600 V AC
Tensión L-L AC (Sin transformador)	0 a 1000 V AC
Medición de corriente	5A (1A)
Comunicación	ModBus

Fuente: Elaboración Propia

Como la corriente a medir es superior la corriente soportada por el dispositivo se debe incluir un transformador de corriente a la salida de las derivaciones.

Transformador de Corriente

Parámetro	Valor
Razón de Transformación	600A/5A
Tipo	Rogowski Nucleo Partido

Fuente: Elaboración Propia

Medición de cargas (demanda)

Las mediciones de la demanda también deben ser medidas por el Controlador Integrado de Energía el cual lo realizará por medio de un dispositivo con las siguientes características.

Tabla 23
Dispositivo de Medición de Cargas

Parámetro	Valor
Tensión de Medición	230 / 400 V AC
Tensión requerida	196 to 255 V AC
Categoría de sobretensión	300V CAT III
Tensión LN AC (Sin Transformador)	50 to 255 V AC
Tensión L-L AC (Sin transformador)	87 to 442 V AC
Medición de corriente	5A (1A)

Fuente: Elaboración propia

Grupos Electrógenos

La medición del grupo electrógeno la realiza el Controlador Automático del Grupo Electrógeno, pero como como la corriente a medir es superior la corriente soportada por el dispositivo se debe incluir un transformador de corriente a la salida de los grupos electrógenos.

Transformador de Corriente

Parámetro	Valor
Razón de Transformación	1000A/5A
Tipo	Nucleo Partido o Nucleo Cerrado

Fuente: Elaboración Propia

Para la medición de tensión tanto de la demanda como de los grupos electrógenos que están conectados a la misma barra, se debe incluir un único transformador de potencial con las siguientes características.

Transformador de Potencial

Parámetro	Valor
Razón de Transformación	22kV / 0.220 kV
Tipo	3P

5.7 Simulación del Funcionamiento de la Microrred

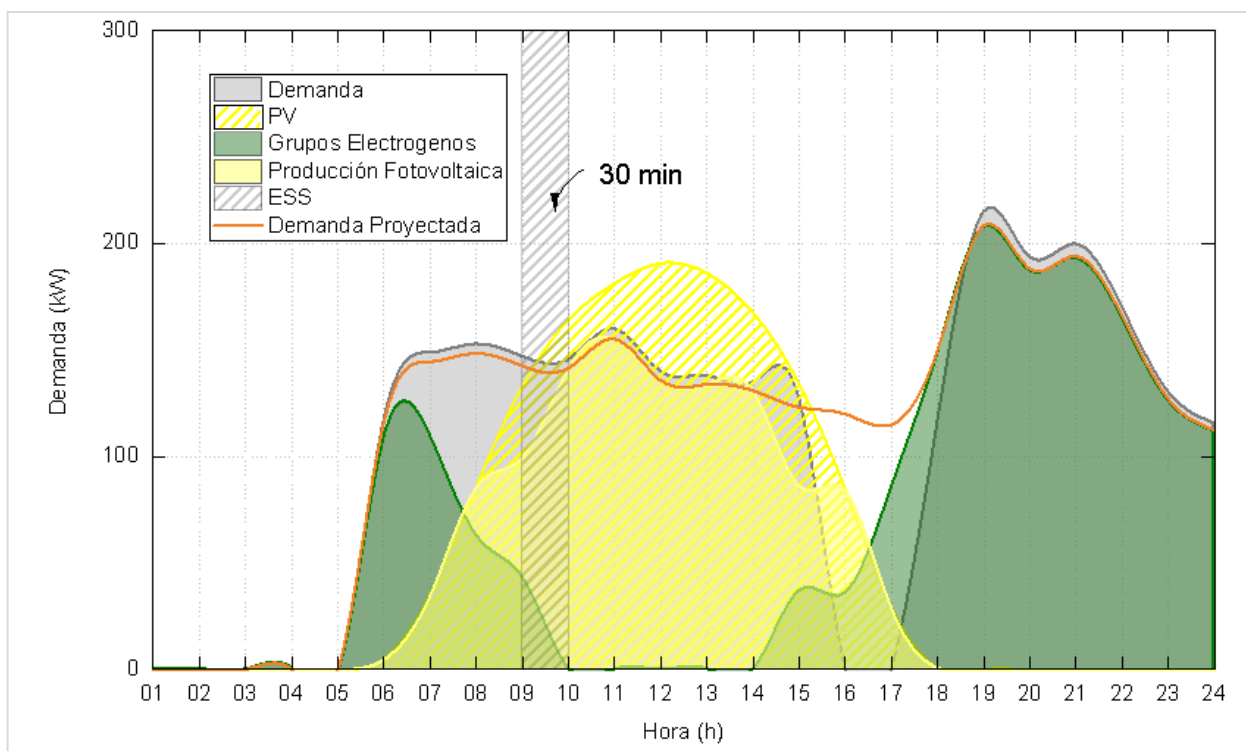


Figura 32. Simulación del funcionamiento de la Microrred

Fuente: Elaboración Propia

Energía fotovoltaica

a. Energía fotovoltaica posible de generar:

1er año: 502,751 kWh

En 30 años: 13, 493,343 kWh

b. Horas de funcionamiento de ESS:

1er año: 1500 h

En 15 años: 22500 h

Para mayor información revisar el anexo 01.

5.8 Conductores

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

a) Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

b) Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo del cable de distribución. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

Para sistemas fotovoltaicos la caída de tensión en el circuito DC debe limitarse a 1% y en caso extremo no debe superar el 3%.

La fórmula aplicable para el cálculo de la sección del conductor en DC es:

$$S = 2 \cdot \rho \cdot \frac{PL}{U_{dc} \cdot \Delta U_{dc}} \dots\dots\dots$$

S : Sección calculada según el criterio de la caída de tensión máxima admisible en mm².

ρ : Resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor (Ω.mm²/m)

P : Potencia activa prevista para la línea, en W.

L : Longitud de la línea en m.

ΔU_{dc} : Caída de tensión máxima admisible.

U_{dc} : Tensión nominal de la línea

La resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor se puede obtener de la siguiente tabla.

			TERMOPLÁSTICOS (PVC, poliolefinas Z1 o similares)		TERMOESTABLES (tipo XLPE, EPR, poliolefinas Z, silicona...)	
MATERIAL	ρ_{20°	σ_{20°	ρ_{70°	σ_{70°	ρ_{90°	σ_{90°
Cobre	0'018	56	0'021	48	0'023	44
Aluminio	0'029	35	0'033	30	0'036	28

Figura 33. Resistividad de conductores

c) Criterio de la intensidad de cortocircuito.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobre intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobre intensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito. Para nuestro caso el criterio de la intensidad de cortocircuito no será considerado.

Conductores DC

Las conexiones en DC son las referidas a la producción de electricidad en los módulos PV hacia los combiner box, y posteriormente desde los combiner box hacia los inversores.

Las características eléctricas principales del sistema y el calibre del conductor seleccionado se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 24
Características eléctricas del conductor

Conexión	Corriente de cortocircuito	Longitud	Tensión de Operación	Calibre	Máxima Caída Permitida por Norma	Caída de tensión (calibre)
S	10.36A	46.7694 m	946.2V	4 mm ²	1%	0.484%
C1	134.68A	16.9714 m	946.2V	70 mm ²	3%	0.131%
C2	134.68A	31.6319 m	946.2V	70 mm ²	3%	0.243%
C3	134.68A	46.3579 m	946.2V	70 mm ²	3%	0.357%
C4	134.68A	61.0839 m	946.2V	70 mm ²	3%	0.470%

Fuente: Elaboración Propia

La conexión S representa la conexión más distante entre la salida de un string y el combiner box mientras que las conexiones C representan la distancia entre los combiner box al inversor.

Con el fin de unificar las secciones se recomienda utilizar los siguientes conductores especiales para sistemas fotovoltaicos:

Tabla 25
Conductores para sistemas fotovoltaicos

Strings a Combiner Box	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR COBRE N2X FOTOVOLTAICO
Sección:	4 mm ² - 12 AWG
Cantidad por circuito:	2 por string, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama
Combiner Box a Inversores	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR COBRE N2X FOTOVOLTAICO
Sección:	70 mm ² - 1/0 AWG
Cantidad por circuito:	2 por combiner box, ROJO Y NEGRO
Tensión de Operación Mínima	1.5kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama

Fuente: Elaboración Propia

Conductores AC

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV. El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible. Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección (S_{ac}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $V=5\%$ relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

La fórmula aplicable para el cálculo de la sección del conductor en trifásico en AC es:

$$S = \frac{c * \rho * P * L}{\Delta U_{III} * U_1}$$

Donde:

S : Sección calculada según el criterio de la caída de tensión máxima admisible en mm^2 .

c : Incremento de la resistencia en alterna (Se puede tomar $c=1.02$)

ρ : Resistividad del conductor a temperatura de servicio prevista para el conductor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

P : Potencia activa prevista para la línea, en W.

L : Longitud de la línea en m.

ΔU_{III} : Caída de tensión máxima admisible en voltios en líneas trifásicas.

U_1 : Tensión nominal de la línea (480 V en trifásico)

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo. Un aspecto a tener en cuenta es la impedancia de la red hasta los terminales del inversor. Ésta no debe ser superior a 1,25 o la impedancia recomendada por el fabricante del inversor. La impedancia se obtiene a partir de la distancia entre los terminales del inversor y el punto de conexión de la red, y la sección transversal del cable de interconexión.

Las características eléctricas principales del sistema y el calibre del conductor recomendado se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 26
Características recomendadas conductor AC

Inversor a Out-Door	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR N2XSY
Sección:	70 mm ² - 1/0 AWG
Cantidad por circuito:	Trifásico por inversor, sin neutro.
Tensión de Operación Mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama
Out-Door a Transformador	
Tipo de conductor:	UNIPOLAR N2XSY
Número de Circuitos:	1
Sección:	150 mm ²
Cantidad por circuito:	Trifásico sin neutro.
Tensión de Operación Mínima	0.6/1kV
Aislamiento de los conductores	Polietileno reticulado XLPE antillama

Fuente: Elaboración propia

5.9 Conexiones y protecciones

En una central fotovoltaica la energía eléctrica es producida en corriente continua por los módulos fotovoltaicos, es necesario realizar conexiones adecuadas e implementar las protecciones necesarias para brindar confiabilidad y seguridad al sistema, así como eficiencia

Combiner Box

Se utilizará 4 combiner box para colocar en paralelo los strings del arreglo fotovoltaico. Cada combiner box colectará 13 strings tal como se muestra en los planos adjuntos al proyecto.

Conectores MC4-PV

Para la interconexión de los módulos fotovoltaicos se deben utilizar conectores MC4 que vienen integrados a los módulos, en el caso de los strings estos se conectarán directamente al combiner box.

Las protecciones en el subsistema DC son

Fusibles

Los fusibles son la protección de strings más empleada porque desconectan el circuito en caso de fallo.

- Deben tenerse en cuenta ciertos requisitos fundamentales (cumplir con EN 60269).
- Deben poseer una característica de disparo adecuada para proteger circuitos fotovoltaicos (gPV)
- Deben dimensionarse para valores de intensidad mínimos de $1,25 I_d$ y como máximo el valor indicado por el fabricante para la protección del módulo. En ausencia de indicaciones específicas, hay que tener en cuenta un valor de $2,0 I_d$ o menor.
- Deben instalarse en seccionadores con fusible específicos capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.

Con su tamaño reducido y su precio competitivo, esta solución no evita completamente la circulación de corrientes inversas en los módulos, que por consiguiente deben poder tolerar valores de al menos dos o tres veces ISC (la mayoría de los módulos disponibles en el mercado es compatible con estos valores).

Se instalará un fusible seccionador por polo de cada string del generador fotovoltaico. Se utilizarán fusibles normalizados según EN 60269, de preferencia del tipo cartucho para corriente continua (1500V) y del amperaje indicado más abajo. El calibre de los mismos será suficientemente superior al valor correspondiente a la corriente de cortocircuito de cada rama, para evitar fusiones no deseadas. Se deben tener en cuenta el siguiente criterio de selección:

$$I_D \leq I_N \leq I_Z$$

$$1.6 * I_N < 1.45 * I_Z$$

I_D : Corriente de diseño, en nuestro caso la I_{sc}

I_N : Corriente nominal del elemento de protección.

I_z : Corriente máxima admisible real de la línea.

Dispositivo Protector contra Sobretensiones SPD

Los sistemas fotovoltaicos, que suelen encontrarse en ubicaciones expuestas y, en las versiones de mayor potencia, en áreas extensas, como es nuestro caso, están sujetos a la actividad atmosférica y pueden resultar dañados por sobretensiones generadas por rayos. Para evitar problemas, es aconsejable instalar protectores contra sobretensiones (SPD) en cada polaridad hacia tierra en las cajas de conexión una vez se hayan evaluado los riesgos adecuadamente de conformidad con las normas EN 62305-2. La impedancia de estos dispositivos varía en función de la tensión aplicada: en espera, su impedancia es extremadamente alta y se reduce en caso de sobretensión descargando la intensidad asociada hacia tierra. Es aconsejable elegir la clase adecuada de SPD con umbrales de disparo que se ajusten a los valores de tensión de funcionamiento del circuito. El estado de eficiencia del equipo debe visualizarse constantemente de forma local y en modo remoto si es necesario, empleando productos equipados con contactos de señalización remota.

Los inversores suelen contar con protección interna contra sobretensión, pero la adición de SPD a los terminales del inversor mejora la protección proporcionada para ésta última y evitan que las protecciones internas del inversor funcionen si se disparan, algo que detendría la producción de energía y requeriría la intervención de personal especializado.

Por lo tanto, estos SPD deben tener las siguientes características:

- Tipo 2
- Tensión de funcionamiento continua máxima:

$$V_c \geq 1,25 V_{oc}$$

- Nivel de protección

$$V_p \leq V_{inv}$$

Donde:

V_{inv} es la tensión de resistencia a impulsos del inversor en el lado de DC.

- Intensidad nominal disruptiva

$$I_n \geq 5 \text{ kA}$$

Protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuitos al final de la vida útil y coordinación con una protección de seguridad adecuada.

Interruptor DC

El uso de interruptores DC es otro método de protección de strings fotovoltaicos. Así, los fabricantes han creado productos específicos que comprenden soluciones tecnológicas capaces de funcionar con valores de tensión de corriente continua altos, habituales en estas aplicaciones. Técnicamente, el uso de interruptores DC es la mejor solución para proteger strings fotovoltaicos.

Se debe escoger un interruptor DC específico adecuado para aplicaciones FV que es capaz de extinguir arcos de CC peligrosos incluso en caso de dobles fallos. Ofrece una alta disponibilidad del sistema, desconexión segura de todos los polos y rearme fácil y seguro.

El interruptor se dimensiona de acuerdo a:

$$I_N = 1.25 * I_D$$

Donde:

I_N : Corriente nominal del interruptor

I_D : Corriente de diseño, en nuestro caso la corriente I_{sc} que pasa por el arreglo del combiner box

Las características de los dispositivos de protección DC seleccionados se muestran a continuación.

Tabla 27
Características dispositivos protección en DC

Dispositivo	Cantidad	Ubicación	Valor
Fusible	26 por combiner box, 13 por polo	En cada polo de la entrada de strings al combiner box.	$I_D \leq I_N \leq I_Z$ $1.6 * I_N < 1.45 * 30$ $10.36 < I_N < 27$
Protector sobretensiones	3 por combiner box	1. A la salida del Combiner BOX. lado DC 2. A la entrada del inversor lado DC. 3. A la salida del inversor lado AC	Tipo 2 $V_c \geq 1182.5$ $I_n \geq 5 \text{ kA}$
Interruptor DC	1 por combiner box	Salida de los combiner box hacía los inversores.	$I_N \geq 1.25 * I_D$ $I_N \geq 150 \text{ A}$

Fuente: Elaboración Propia

5.10 Evaluación Económica

5.10.1 Inversión

Para calcular la inversión inicial del proyecto se tomó en cuenta el precio de los componentes más importantes que conformaran la microrred, tratando así de que el valor referencial del sistema propuesto sea el más acertado en lo posible. La tasa de cambio de moneda seleccionada es de **3,30 soles por dólar**.

Tabla 28
Precio de los componentes seleccionados

DESCRIPCIÓN	Costo Unidad US\$	TOTAL US\$
988 Modulos fotovoltaicos Mono Perc 400 W	105.05	104,386.54
Inversores		
04 Sunny High Power Peak1 (75 kW)	4,019.24	16,076.96
01 Invert Manager	1,752.34	1,752.34
Sistema de Control y Comunicaciones		
02 Controlador Automatico de Generador AGC-4-200	5,653.00	11,306.01
01 Controlador Automatico de Generador ASC-4 Solar	6,265.11	6,265.11
01 Controlador Automatico de Generador ASC-4 Battery	6,265.11	6,265.11
01 Sistema de Almacenamiento Qinous Standart LI-ION 250kVA	182,239.80	182,239.80
04 Combiner Box Fotovoltaico 1000V	487.10	1,948.40
26 Estructuras de Sopote fijo 19x2	1,083.29	28,165.43
Conductores	8,407.63	7,848.43
Equipos de Proteccion	1,981.19	1,981.19
TOTAL		368,235.32

Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se mostrará lo que es la inversión total de la propuesta

Tabla 29
Inversión total de la Propuesta

	DESCRIPCIÓN	TOTAL US\$
A	Suministro de Materiales	368,235.32
B	Montaje Electro Mecánico	13,228.15
C	Transporte Materiales	15,153.25
D	Costo directo (A+B+C)	396,616.72
E	Gastos Generales (10% de D)	39,661.67
F	Utilidades (8% de D)	31,729.34
G	Sub total sin IGV (D+E+F)	468,007.73
	I.G.V (18% de G)	84,241.39
	TOTAL	552,249.12

Fuente: Elaboración Propia

5.10.2 Costo de kWh generado.

Para realizar el costo de kWh se tendrá en cuenta los siguientes datos:

- Se considera un tiempo de **vida útil de 30 años** para el sistema. El tiempo de vida útil basado en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos los cuales llegan a 30 años de uso.
- Costo de inversión inicial: **US\$ 552,249.12**
- Energía fotovoltaica posible de generar en 30 años: **13, 493,343 kWh**
- Los costos de operación y mantenimiento¹⁵ de sistemas fotovoltaicos de generación de electricidad son bajos y son alrededor de un 0,5% a un 1,5% anual de los costos de inversión inicial , en este caso consideraremos un 0.7% : **US\$ 3,865.74**

Con los datos antes mencionados se procede a calcular el costo nivelado de energía (**LCOE**, por sus siglas en inglés), en su forma simple, consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil.

$$LCOE = \frac{\text{Costos de inversion} + \text{Costos de Oym}}{\text{Generacion de Energia Total}}$$

Reemplazando los valores antes descritos se obtiene:

$$LCOE = \frac{(552,249.12)US\$ + (3,865.74 \times 30)US\$}{13,493,343 \text{ kWh}}$$

$$LCOE = 0.0495 \frac{US\$}{kWh}$$

Este valor se puede interpretar como: “El mínimo valor al cual se puede vender la energía producida, de modo que se obtenga un valor neto igual a Cero”

¹⁵ http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C._Foto.html

Costo de venta de energía

Asumiendo que la planta generadora del Estrecho consume en promedio 100 Gln / MWh y su precio por galón de combustible es de 2.027 US\$ (ver imagen 34)¹⁶, el costo de generar un MWh es de 202.7 US\$ o un equivalente en kWh a 0.2027 US\$.

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S//Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S//Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (USD/Ton)
SEIN	Callao	6,60	4,81	112,86
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	6,69	5,73	---
Electro Ucayali	Callao	6,60	---	---
Seal	Callao	6,60	---	---

Nota:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Figura 34. Precio del combustible

Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-025-2019-OS-CD.pdf>

Con lo visto anteriormente, asumiremos un valor del Costo de Venta de Energía que no sea menor al costo de kWh generado por el sistema propuesto, ni mayor al costo del kWh de la planta generadora del Estrecho y que a su vez permita obtener indicadores económicos favorables, que nos den una mayor rentabilidad de la Inversión

- Costo de venta de energía: **0.135 US\$/kWh**

Con estas consideraciones se procede a obtener los ingresos y gastos anuales, así como el Flujo de Caja del Proyecto.

¹⁶ En este proyecto la tasa de cambio de moneda seleccionada es de 3,30 soles por dólar.

5.10.3 Flujo Caja

Tabla 30
Flujo de caja

Año	Energía generada kWh	Ingresos por venta de energía anual (US\$)	Gastos por OYM (US\$)	Inversion inicial US\$	Flujo de caja US\$
0	0.00	0.00	0.00	552,249.12	-552,249.12
1	502,751.34	67,871.43	3,865.74	0.00	64,005.69
2	490,182.56	66,174.65	3,865.74	0.00	62,308.90
3	487,166.05	65,767.42	3,865.74	0.00	61,901.67
4	484,149.54	65,360.19	3,865.74	0.00	61,494.44
5	481,133.03	64,952.96	3,865.74	0.00	61,087.22
6	478,116.53	64,545.73	3,865.74	0.00	60,679.99
7	475,100.02	64,138.50	3,865.74	0.00	60,272.76
8	472,083.51	63,731.27	3,865.74	0.00	59,865.53
9	469,067.00	63,324.05	3,865.74	0.00	59,458.30
10	466,050.49	62,916.82	3,865.74	0.00	59,051.07
11	463,033.99	62,509.59	3,865.74	0.00	58,643.84
12	460,017.48	62,102.36	3,865.74	0.00	58,236.62
13	457,000.97	61,695.13	3,865.74	0.00	57,829.39
14	453,984.46	61,287.90	3,865.74	0.00	57,422.16
15	450,967.95	60,880.67	3,865.74	0.00	57,014.93
16	447,951.45	60,473.45	3,865.74	0.00	56,607.70
17	444,934.94	60,066.22	3,865.74	0.00	56,200.47
18	441,918.43	59,658.99	3,865.74	0.00	55,793.24
19	438,901.92	59,251.76	3,865.74	0.00	55,386.02
20	435,885.41	58,844.53	3,865.74	0.00	54,978.79
21	432,868.91	58,437.30	3,865.74	0.00	54,571.56
22	429,852.40	58,030.07	3,865.74	0.00	54,164.33
23	426,835.89	57,622.85	3,865.74	0.00	53,757.10
24	423,819.38	57,215.62	3,865.74	0.00	53,349.87
25	420,802.87	56,808.39	3,865.74	0.00	52,942.64
26	417,786.37	56,401.16	3,865.74	0.00	52,535.42
27	414,769.86	55,993.93	3,865.74	0.00	52,128.19
28	411,753.35	55,586.70	3,865.74	0.00	51,720.96
29	408,736.84	55,179.47	3,865.74	0.00	51,313.73
30	405,720.33	54,772.25	3,865.74	0.00	50,906.50

Fuente: Elaboración propia

Con este flujo de caja y considerando una tasa del 10% se obtiene los siguientes indicadores económicos:

VAN: \$8,755.01
TIR: 10.20%

Los resultados del VAN dan un valor positivo, mostrando que el sistema es económicamente rentable.

CAPITULO VI: CONCLUSIONES

- a) Se dimensiono y selecciono los equipos para el sistema propuesto (microrred fotovoltaica/diésel), el cual está conformado por 988 módulos fotovoltaicos de la marca JINKO de 400 W, un sistema de almacenamiento con capacidad de 250 kWh de la marca QINOUS Standart LI-ION con 400 kW de salida bidireccional y 4 inversores SMA Sunny Highpower Peak 1 de 75 kW cada uno
- b) Para el Sistema de Control y comunicaciones se utilizaron los equipos electrónicos descritos y se seleccionaron las siguientes marcas: 02 Controladores automáticos DEIF para los grupos electrógenos operativos (modelo: AGC-200), 01 controlador automático DEIF para la planta fotovoltaica (modelo: ASC-4 Solar) y Controlador automático DEIF para el sistema de almacenamiento (modelo: ASC-4 Battery).
- c) Se realizó la simulación en el software SAM, con los elementos antes descritos obteniendo así los siguientes valores: La energía fotovoltaica posible de generar el primer año es de 502,751 kWh, mientras que en un horizonte de 30 años alcanza los 13, 493,343 kWh
- d) En cuanto a la evaluación económica, se obtuvo un VAN de \$8,755.01 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 10.20%, mostrando que el sistema propuesto es económicamente rentable

BIBLIOGRAFIA

- Antonio Colmenar Santos, D. B. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. España.
- Calvo García, R. (2015). *Diseño de un sistema híbrido con diésel de gran tamaño*. Andalucía.
- Cavallo, A. J. (2001). Tecnologías de almacenamiento de energía para sistemas de energía renovable intermitente a escala de servicios públicos. *Journal of Solar Energy Engineering* , 387-389.
- CERTS. (2019). *Consortium for electric Reliability Technology Solutions*. Obtenido de <https://certs.lbl.gov/>
- Chakraborty, S., Weiss, M. D., & Simoes, M. G. (2007). *Sistema de gestión inteligente de energía distribuida para una microrred de CA de alta frecuencia monofásica*. IEEE.
- Chona Suarez, R. A., & Robles Cervantes, J. M. (2013). *Diseño experimental de un sistema tradicional de panel solar de pequeña escala ubicado en la ciudad de Barranquilla*. Obtenido de REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL UNIVERSIDAD AUTONOMA DEL CARIBE: <http://repositorio.uac.edu.co/handle/123456789/800>
- Cuervo, R. G., & Méndez, J. M. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: FC Editorial.
- Descalzo Sánchez, J. (01 de Octubre de 2014). *Sistema híbrido diésel-fotovoltaico: gestor energético*. Obtenido de Universidad Carlos III de Madrid.: <http://hdl.handle.net/10016/26418>
- Díaz Corcobado, T., & Carmona Rubio, G. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. España: McGraw Hill.
- EnerAgen. (2007). *Energía solar térmica y fotovoltaica en el marco del Código Técnico de la Edificación*. España: Pamplona.
- Focer. (2002). *Manual sobre energía renovable: Solar fotovoltaica*. San José.
- Gaslac Gutierrez, L. (2016). *Estado del arte del desarrollo de las microgrid en el mundo*. Obtenido de https://cbc27ac9-1c37-4568-827f-68c727963138.filesusr.com/ugd/13c626_e5ef2bf83fa74756b8017a8eefc3434f.pdf
- Guamán Sánchez, C. F. (2017). *Diseño de una microrred basada en renovables para suministrar electricidad a un área de concesión de la empresa eléctrica regional centro sur*. Valencia.
- Guerrero, J. M., Vásquez, J. C., & Teodorescu, R. (2009). Control jerárquico de microrredes CC y CA controladas por caída: un enfoque general hacia la estandarización. *35a Conferencia anual de IEEE Industrial Electronics*. Portugal: IEEE.

- Hossain, R., Oo, A. M., & Ali, A. S. (2010). Evolución de la red inteligente y algunos problemas pertinentes. *XX Conferencia de Ingeniería Energética de las Universidades Australasianas*. Nueva Zelanda: IEEE.
- Justo, J. J., Lee, F. M., & Jung, J.-W. (2013). Microrredes de CA frente a microrredes de CC con recursos energéticos distribuidos: una revisión. *Revisiones de energía renovable y sostenible*, 387-405.
- Laia Ferrer-Martí, A. G. (2010). *A Community Small-Scale Wind Generation Project in Peru*. Cajamarca.
- Lara Díaz, A. (2016). *Estudio técnico-económico de implementación de un sistema híbrido FV-Diesel*. Barcelona.
- Lidula, N., & Rajapakse, A. D. (2011). *Investigación de microrredes: una revisión de microrredes experimentales y sistemas de prueba*. Elsevier.
- Mata, O. N., Villalba, D. O., & Palma-Behnke, R. (2013). Microrredes en la red eléctrica del futuro - caso Huatacondo. *Ciencia y Tecnología*.
- Ministerio de Energía y Minas. (2005). *Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp*. Lima.
- Mirez Tarrillo, J. L. (2011). *Simulación de una microgrid de voltaje continuo/alterno alimentado con fuente solar, eólica, baterías y convencional*. Puno.
- NORVENTO. (2019). *NORVENTO ENERXIA*. Obtenido de <https://www.norvento.com/microrredes/>
- Pareja Aparicio, M. (2015). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada*. España: Marcombo.
- Parker, C. D. (2001). Sistemas de almacenamiento de energía de baterías de plomo-ácido para redes de suministro de electricidad. *Diario de fuentes de energía*, 18-28.
- Perpiñan Lamigueiro, O. (2013). *Energía solar fotovoltaica*. España: Creative Commons.
- Román Sánchez-Mateos, R. (06 de Octubre de 2017). *Simulación y comparación experimental del funcionamiento de centrales fotovoltaicas conectadas a la red*. Obtenido de Archivo Digital UPM: <http://oa.upm.es/47878/>
- Ruiz Alvarez, S. (2016). *Metodología para el diseño de microrredes aisladas usando métodos de optimización numérica*. Medellín.
- Sabihuddin, S., Kiprakis, A., & Mueller, M. (2015). Una revisión numérica y gráfica de las tecnologías de almacenamiento de energía. *Energies*, 172-216.
- Serrano, R. (2016). *Tritec-intervento*. Obtenido de Tipos de paneles fotovoltaicos: <https://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- System Advisor Model - SAM*. (s.f.). Obtenido de NREL Laboratorio de Energía Renovable de Estados Unidos: <https://sam.nrel.gov/>

- Tsikalakis, A. G., & Hatziargyriou, N. D. (2011). Control centralizado para optimizar la operación de microrredes. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Detroit: IEEE.
- Valdiviezo Salas, P. D. (23 de Julio de 2014). *Diseño de un sistema fotovolático para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP*. Obtenido de PUCP: <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/5447>
- Vásquez Ruiz, C. A. (2014). *Análisis, modelamiento y gestión de una microred eléctrica para edificaciones residenciales usando paneles fotovoltaicos*. Quito.
- Vásquez, J. C., Guerrero, J. M., Miret, J., Castilla, M., & Vicuña, L. G. (2010). Control jerárquico de microrredes inteligentes. *Industrial Electronics Magazine* .
- Vázquez, S., Lukic, S. M., Galván, E., Franquelo, L. G., & Carrasco, J. M. (2010). Sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones de transporte y red. *Transactions on Industrial Electronics*, 3881-3895.
- Wang, X., Guerrero, J. M., & Chen, Z. (2010). Control de la red interactiva de microrredes de CA. *Simposio internacional IEEE sobre electrónica industrial*. Italia: IEEE.
- Zedano Quispe, Y. (2016). *Diseño de un sistema fotovoltaico de 150 kw para el suministro de energía eléctrica del distrito de Cocharcas*. Lima: Universidad Nacional Tecnológica de Lima.
- Zhang, Y., Mao, M., Ding, M., & Chang, L. (2008). Estudio del sistema de gestión energética para sistemas de generación distribuida. *Tercera conferencia internacional sobre desregulación y reestructuración de servicios eléctricos y tecnologías de energía*. China: IEEE.

ANEXOS

ANEXO N°01: PRODUCCION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

ANEXO N°02: FICHA TECNICA PANEL FOTOVOLTAICO

ANEXO N°03: FICHA TECNICA DEL INVERSOR

ANEXO N°04: FICHA TECNICA COMBINER BOX

ANEXO N°05: FICHA TECNICA DE LA BATERIA

ANEXO N°06: FICHA TECNICA CONTROL Y COMUNICACIONES

ANEXO N° 07: PLANOS

ANEXO N°01: PRODUCCION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Factor de disminución de producción	Factor que considera aumento de demanda	Año	Generacion año 1	Consideración de paradas	Disminución de producción	Aumento de la demanda	Producida por aumento de demanda	Energía que puede producir	Energía Producida	Energía No Producida
			kWh	kWh			kWh	kWh	kWh	kWh
		1	509,734.00	502,751.34	1.00	1.00	407,787.20	502,751.34	407,787.20	94,964.14
0.006	0.500	2	509,734.00	502,751.34	0.98	1.50	611,680.80	490,182.56	490,182.56	0.00
0.006	0.400	3	509,734.00	502,751.34	0.97	2.10	856,353.12	487,166.05	487,166.05	0.00
0.006	0.320	4	509,734.00	502,751.34	0.96	2.77	1,130,386.12	484,149.54	484,149.54	0.00
0.006	0.256	5	509,734.00	502,751.34	0.96	3.48	1,419,764.96	481,133.03	481,133.03	0.00
0.006	0.205	6	509,734.00	502,751.34	0.95	4.19	1,710,532.83	478,116.53	478,116.53	0.00
0.006	0.164	7	509,734.00	502,751.34	0.95	4.88	1,990,786.53	475,100.02	475,100.02	0.00
0.006	0.131	8	509,734.00	502,751.34	0.94	5.52	2,251,722.90	472,083.51	472,083.51	0.00
0.006	0.105	9	509,734.00	502,751.34	0.93	6.10	2,487,833.16	469,067.00	469,067.00	0.00
0.006	0.084	10	509,734.00	502,751.34	0.93	6.61	2,696,527.73	466,050.49	466,050.49	0.00
0.006	0.067	11	509,734.00	502,751.34	0.92	7.06	2,877,488.64	463,033.99	463,033.99	0.00
0.006	0.054	12	509,734.00	502,751.34	0.92	7.44	3,031,972.64	460,017.48	460,017.48	0.00
0.006	0.043	13	509,734.00	502,751.34	0.91	7.75	3,162,194.87	457,000.97	457,000.97	0.00
0.006	0.034	14	509,734.00	502,751.34	0.90	8.02	3,270,847.06	453,984.46	453,984.46	0.00
0.006	0.027	15	509,734.00	502,751.34	0.90	8.24	3,360,755.42	450,967.95	450,967.95	0.00
0.006	0.022	16	509,734.00	502,751.34	0.89	8.42	3,434,659.21	447,951.45	447,951.45	0.00
0.006	0.018	17	509,734.00	502,751.34	0.89	8.57	3,495,082.38	444,934.94	444,934.94	0.00
0.006	0.014	18	509,734.00	502,751.34	0.88	8.69	3,544,271.29	441,918.43	441,918.43	0.00
0.006	0.011	19	509,734.00	502,751.34	0.87	8.79	3,584,176.24	438,901.92	438,901.92	0.00
0.006	0.009	20	509,734.00	502,751.34	0.87	8.87	3,616,459.63	435,885.41	435,885.41	0.00
0.006	0.007	21	509,734.00	502,751.34	0.86	8.93	3,642,518.96	432,868.91	432,868.91	0.00
0.006	0.006	22	509,734.00	502,751.34	0.86	8.98	3,663,516.66	429,852.40	429,852.40	0.00
0.006	0.005	23	509,734.00	502,751.34	0.85	9.03	3,680,411.64	426,835.89	426,835.89	0.00
0.006	0.004	24	509,734.00	502,751.34	0.84	9.06	3,693,989.97	423,819.38	423,819.38	0.00
0.006	0.003	25	509,734.00	502,751.34	0.84	9.09	3,704,892.70	420,802.87	420,802.87	0.00
0.006	0.002	26	509,734.00	502,751.34	0.83	9.11	3,713,640.63	417,786.37	417,786.37	0.00
0.006	0.002	27	509,734.00	502,751.34	0.83	9.12	3,720,655.50	414,769.86	414,769.86	0.00
0.006	0.002	28	509,734.00	502,751.34	0.82	9.14	3,726,278.00	411,753.35	411,753.35	0.00
0.006	0.001	29	509,734.00	502,751.34	0.81	9.15	3,730,782.79	408,736.84	408,736.84	0.00
0.006	0.001	30	509,734.00	502,751.34	0.81	9.16	3,734,390.98	405,720.33	405,720.33	0.00
							TOTAL	13,493,343.28	13,398,379.14	94,964.14

ANEXO N°02: FICHA TECNICA PANEL FOTOVOLTAICO

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Trust in Solar

Cheetah HC 72M-V 380-400 vatios

MÓDULO MONO PERC

Tolerancia de alimentación positiva del 0~+3%

- Semicélula
- Mono PERC 72 células



CARACTERÍSTICAS CLAVE



Celda solar 5 Busbar

La celda solar 5 busbar adopta tecnología nueva para mejorar la eficiencia de los módulos y posee un mejor aspecto estético, convirtiéndose en una opción perfecta para instalaciones en techos.



Alta eficiencia

Mayor eficiencia de conversión de módulos (hasta un 19,88 %) como resultado de la estructura de semicélulas (característica de baja resistencia)



Voltaje del sistema

Se aumenta el voltaje máximo a 1500 V y las cuerdas del módulo se extienden un 50%, lo que reduce el BOS total del sistema.



Resistencia a PID

Excelente rendimiento anti PID, garantía de degradación de energía limitada para la producción masiva.



Rendimiento con poca luz:

La textura avanzada de la superficie y del vidrio permite alcanzar un excelente rendimiento en ambientes con poca luz.



Resistencia a condiciones climáticas adversas

Certificado para soportar cargas de viento (2400 pascales) y cargas de nieve (5400 pascales).



Durabilidad contra condiciones ambientales extremas

Alta resistencia contra niebla salina y amoníaco con la certificación de TUV NORD.

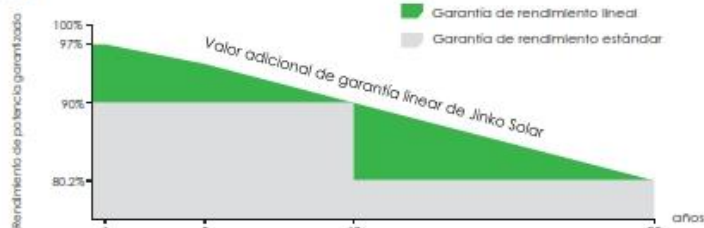
GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

Garantía del producto de 10 años • Garantía de potencia lineal de 25 años

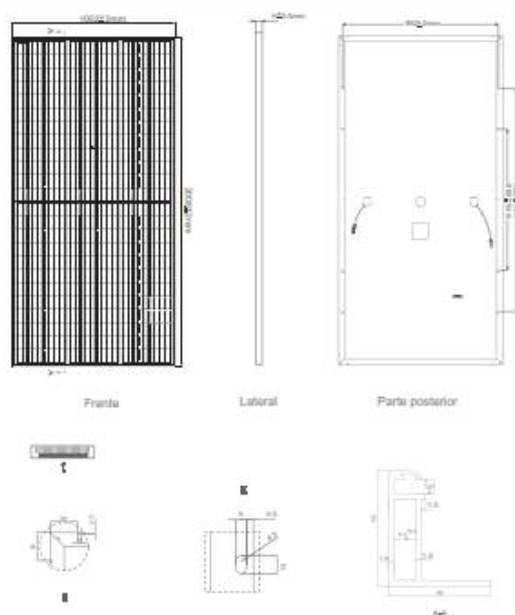


Certificación de fábrica ISO9001:2008,
ISO14001:2004, OHSAS18001.

Producto con certificación IEC61730, IEC61215



Planos de ingeniería



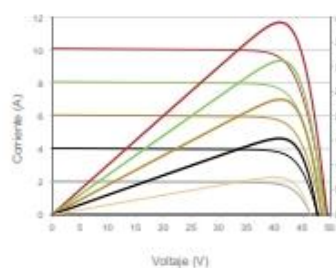
Configuración del embalaje

(Dos pallets = Una pila)

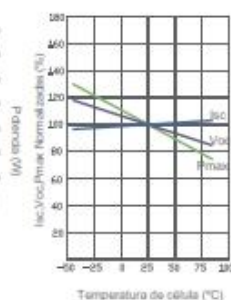
26 piezas/pallet , 52 piezas/pila, 572 piezas/contenedor de HQ de 40'

Rendimiento eléctrico y dependencia de temperatura

Curvas de corriente-voltaje y alimentación/voltaje (390W)



Dependencia de temperatura de Isc, Voc, Pmax



Características mecánicas

Tipo de celda	PERC Monocristalina	158.75×158.75mm
Cant. de celdas	144 (6×24)	
Dimensions	2008×1002×40mm (79.06×39.45×1.57 inch)	
Peso	22.5 kg (49.6 lbs)	
Vidrio frontal	3,2 mm, capa antirreflectante, transmisión alta, bajo contenido en hierro, vidrio templado	
Estructura	Aleación de aluminio anodizado	
Caja de conexiones	Clasificación IP67	
Cables de salida	TUV 1x4.0mm², (+): 290 mm, (-): 145 mm o Longitud personalizada	

ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM380M-72H-V		JKM385M-72H-V		JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Alimentación máxima (Pmax)	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp
Voltaje de alimentación máximo (Vmp)	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V
Voltaje de alimentación máximo (Imp)	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A
Voltaje con circuito abierto (Voc)	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A
STC de eficiencia del módulo (%)	18.89%		19.14%		19.38%		19.63%		19.88%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Voltaje máximo del sistema	1500VDC (IEC)									
Clasificación de fusibles serie máxima	20A									
Tolerancia de alimentación	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.36%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.28%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.048%/°C									
Temperatura nominal de funcionamiento de la celda (NOCT)	45±2°C									

STC: Irradiancia 1000W/m² Temperatura de la celda 25 °C AM=1.5

NOCT: Irradiancia 800W/m² Temperatura ambiente 20 °C AM=1.5 Velocidad del viento 1 m/s

* Tolerancia de medición de alimentación: ± 3%

ANEXO N°03: FICHA TECNICA DEL INVERSOR



SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Rentable

- Máxima densidad de potencia con 75 kW y un peso de solo 77 kg
- Máx. rendimiento gracias a la posible proporción CC/CA de hasta el 150 %

Seguro

- La mayor disponibilidad de la planta por unidades de 75 kW
- SMA Inverter Manager como unidad de control central

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

Innovador

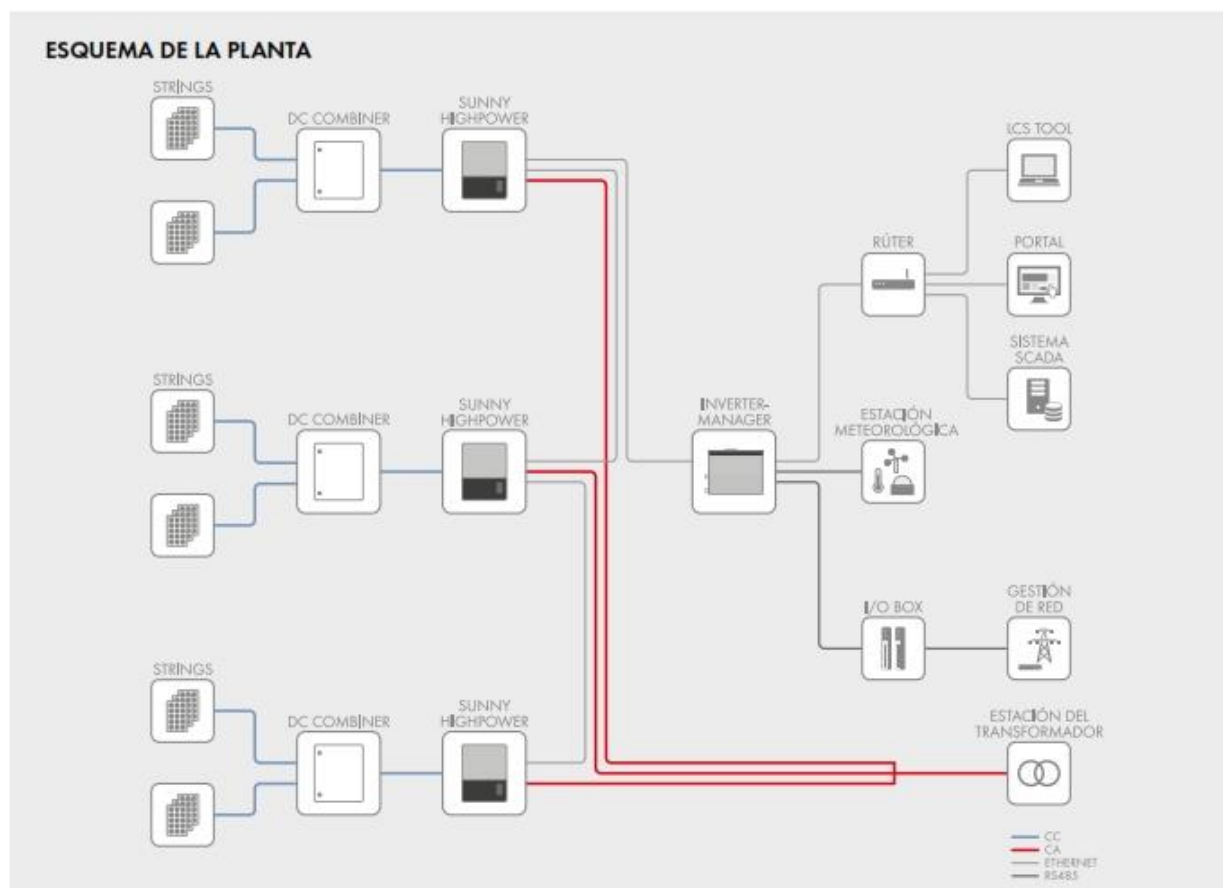
- Sistema pionero
- Innovador sistema de refrigeración activa

SUNNY HIGHPOWER PEAK1

Lo mejor de dos mundos

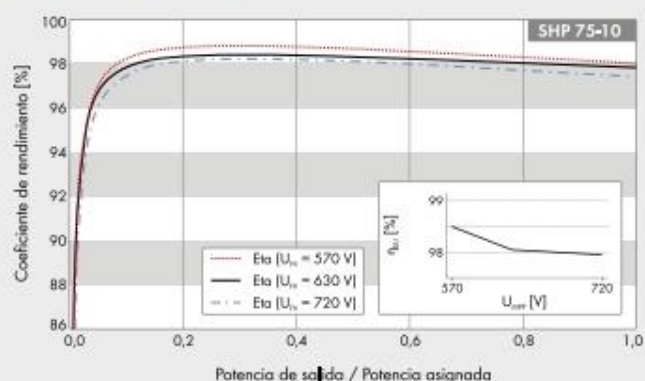
El nuevo Sunny Highpower PEAK1 forma parte de una solución innovadora y global para plantas fotovoltaicas comerciales e industriales. La solución aúna las ventajas de una composición de planta descentralizada con las de los sistemas con inversores centrales, para combinar lo mejor de los dos mundos. Un alto rendimiento, un diseño flexible de la planta, una instalación y puesta en marcha sencillas así como unos bajos costes de mantenimiento contribuyen de forma decisiva a reducir los costes operativos de todo el sistema.

SUNNY HIGHPOWER PEAK1



Datos técnicos	SMA Inverter Manager
Suministro de tensión	
Tensión de entrada	9 Vcc a 36 Vcc
Consumo de potencia	< 20 W
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	160/125/49 mm (6,3/4,9/1,9 in)
Peso	940 g (2 lb)
Cantidad máxima de inversores conectables	42
Tipo de protección	IP21
Montaje	Carril DIN o montaje mural
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C a +85 °C [-40° F a +185° F]
Humedad relativa del aire (sin condensación)	5 % a 95 %
Interfaces	
Interfaz de usuario del ordenador	Herramienta ICS
Interfaz de sensores/Protocolo	RS485/Modbus RTU para estaciones meteorológicas compatibles con SunSpec Alliance
Interfaz para el inversor	1 puerto ethernet (RJ45)
Interfaz para una red externa/Protocolo	1 puerto ethernet (RJ45)/Modbus TCP, SunSpec Alliance
Interfaz para el control remoto	6 DI a través de una SMA Digital I/O Box externa
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	UL 508, UL 60950-1, CSA C22.2 n.º 60950-1-07, EN 55022 clase A, EN 60950-1, EN 61000-3-2 clase D, EN 61000-3-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 55024, FCC parte 15, subparte B clase A
Modelo comercial SMA Inverter Manager	IM-20
Modelo comercial SMA Digital I/O Box	IM-DIO-10

Curva de rendimiento



● Equipamiento de serie ○ Opcional — No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: octubre de 2017

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máx. del generador fotovoltaico
 Potencia asignada (CC)
 Tensión de entrada máx.
 Rango de tensión del MPP (a 400 Vca/a 480 Vca)
 Tensión de entrada mín. (a 400 Vca/a 480 Vca)
 Tensión de entrada de inicio (a 400 Vca/a 480 Vca)
 Corriente de entrada máx./Corriente de cortocircuito máx.
 Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP
 Tensión asignada de entrada de CC (a 400 Vca/a 480 Vca)

Salida (CA)

Potencia asignada a tensión nominal
 Potencia máx. aparente de CA
 Potencia reactiva máx.
 Tensión nominal de CA
 Rango de tensión de CA
 Frecuencia de red de CA/Rango
 Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red
 Corriente máx. de salida (a 400 Vca)
 Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable
 THD
 Fases de inyección/Fases de conexión

Rendimiento

Rendimiento máx./Rendimiento europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
 Monitorización de toma a tierra/Monitorización de red
 Descargador de sobretensión de CC/CA integrado
 Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica
 Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
 Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
 Peso
 Rango de temperatura de funcionamiento
 Emisión sonora, típica
 Autoconsumo (nocturno)
 Topología/Principio de refrigeración
 Tipo de protección (según IEC 60529/UL 50E)
 Clase climática (según IEC 60721-3-4)
 Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento/Función/Accesorios

Conexión de CC/CA
 Pantalla
 Interfaz de datos
 Posible funcionamiento aislado/diésel-fotovoltaico
 Garantía: 5/10/15/20 años
 Certificados y autorizaciones previstos

* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438
 ** Con limitaciones (consulte la declaración del fabricante)

Modelo comercial

Sunny Highpower PEAK1

112500 Wp
 76500 W
 1000 V
 570 V a 800 V/685 V a 800 V
 565 V/680 V
 600 V/720 V
 140 A/210 A
 1/1 (distribución por cajas de conexión del generador externas)
 630 V/710 V

75000 W
 75000 VA
 75000 VAR
 3 / PE, 400 V a 480 V, $\pm 10\%$
 360 V a 530 V
 50 Hz/44 Hz a 55 Hz
 60 Hz/54 Hz a 65 Hz
 50 Hz/400 V
 109 A
 1/0 inductivo a 0 capacitivo
 $\leq 1\%$
 3 / 3

98,8 %/98,2 %

●
 ● / ●
 Tipo II/III + III (combinado)
 ● / —
 ●
 I/CA: III; CC: II

570/740/306 mm (22,4/29,1/12,0 in)
 77 kg (170 lb)
 $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-13\text{ }^{\circ}\text{F}$ a $+140\text{ }^{\circ}\text{F}$)
 58 dB(A)
 $< 3\text{ W}$
 Sin transformador/Activo
 IP65/NEMA 3R
 4K4H/4ZA/4B2/4S3/4M2/4C2
 95 %

Borne rosado/Borne rosado
 Gráfica
 SunSpec Modbus TCP (a través del SMA Inverter Manager externo)
 — / ●
 ● / ○ / ○ / ○

AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012**, CEI 0-16, DEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, LEY N° 20751, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2015, R.D.661/2007, Res. n.°7:2013, SI4777, TORD4**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105**, VFR 2014
 SHF 75-10

NEXO N°04: FICHA TECNICA DEL COMBINER BOX



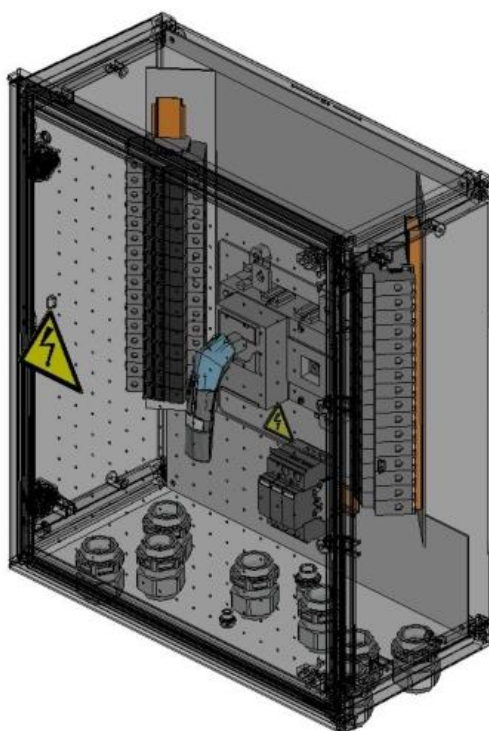
Technical Datasheet

TECHNICAL DATASHEET

Combiner for SHP75 Inverter

SOL-SC1-16ST-0-F-T2-SD-21

Item number: 1053596



Version 01



Technical Datasheet

General technical data

Type definition: **SOL-SC1-16ST-0-F-T2-SD-21**

- Rated voltage $U_E = 1000V\ DC$
- Max. continuous operating voltage $U_{max} = 1100V\ DC$ (Only short-time condition, without output load towards inverter)
- Nominal current per string $I_{nc} = 9A\ DC$
- Max. current per string $I_{nc(max)} = 12,5A\ DC$ (With limited temperature range)
- Protection degree IP65
- Ambient temperature range $-20^\circ C \dots +60^\circ C$ (Derating above $+45^\circ C$)
- Enclosure material Glass fibre reinforced polyester
- Dimensions (WxHxD in mm) 500x600x230
- Supplementary equipment 1x Pressure compensation element
- Surge protection 1x SPD type 2 (2800628 VAL-MS 1000DC-PV/2+V)
- Cable gland Earth SPD: 1x M20
- Clamping range Earth SPD: 6...13mm
- DC Input strings
 - o Number of strings: 16
 - o Monitoring: No monitoring
 - o String protection: 32 fuse holders (+ and - side of strings protected)
 - o Fuse holder connection: Screw terminal fuse holder
 - o Fuses: 32 fuses 15A gPV 10,3x38 preassembled
 - o String entry for "+" side: 3x cable gland M40 with multiple hole inserts
 - o String entry for "-" side: 3x cable gland M40 with multiple hole inserts
 - o Clamping range: 5...7mm
 - o Max. cross section: 4mm²...6mm² (stranded conductor with ferrule)
- DC output
 - o Cable glands: 2x M40 for + and – conductor
 - o Clamping range: 16...28mm
 - o Load breaker/Isolator: 1x Socomec 26PV.2025 with internal handle
 - o Rated current: 250A
 - o Connection: Direct connection on DC isolator with cable lugs
 - o Max. cross section: 185mm²

ANEXO N°05: FICHA TECNICA DEL LA BATERIA



QINOUS Lithium-Ion Energy Storage Solutions

QINOUS ESS
QCompact, QMedium & QLarge

DATASHEET

PLUG. PLAY. CONFIGURE YOURS.

		INVERTER POWER											
		30 kVA	60 kVA	90 kVA	120 kVA	150 kVA	200 kVA	300 kVA	400 kVA	500 kVA	1000 kVA	1500 kVA	
QCompact	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	54
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	69
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	84
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	107
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	122
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	137
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	153
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	168
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	184
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	206
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	230
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	251
QMedium	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	274
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	306
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	335
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	419
QLarge	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	502
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	586
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	670
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	837
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	1004
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	1256
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	1507
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	2009
	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	<	2344

Further power and capacity combinations available upon request.

For further information and a digital version of this document, please visit us online at www.qinouis.de/en/downloads



1. QINOUS ESS QCOMPACT M/L

> Nominal power range:	30 to 200 kVA
> Nominal capacity range:	54 to 335 kWh
> Connection voltage:	LV
> Rated current:	up to 280 A
> Max current:	110% standard; 150% for island applications
> Rate voltage/voltage range:	custom specific V
> Rated frequency:	50 / 60 Hz
> Total harmonic distortion:	< 5%
> Power factor:	-1 to +1
> System efficiency (round-trip):	> 88%
> Battery efficiency (round-trip):	> 96%
> Cell chemistry:	NCM/LMO
> DC voltage range:	493 to 1,004 V
> Specified cycles at nominal C-rate at 80% DoD at rack level	More than 80% remaining capacity after 4,000 cycles
> Supported communication interfaces:	BacNet/IP; CANopen 2.0B; IEC 60870-5-103/104 (if required, further communication standards are applicable)
> Control and monitoring via external interface:	GSM/Internet
> Touch screen:	as standard, outdoor and sunlight readable optional
> Remote monitoring:	1 & 15 min data resolution available; real-time & historical data at cellular level; 25 year data storage
> Dimensions (LxWxH):	1.73 x 1.73 x 2.35 m 2.63 x 1.73 x 2.35 m
> Weight:	2.0 to 4.5 tons



2. QINOUS ESS QMEDIUM

> Nominal power range:	up to 500 kVA
> Nominal capacity range:	up to 837 kWh
> Connection voltage:	LV & MV
> Rated current:	up to 766 A @40°C
> Max current:	110% standard; 150% for island applications

> Rate voltage/voltage range:	custom specific V
> Rated frequency:	50 / 60 Hz
> Total harmonic distortion:	< 5%
> Power factor:	-1 to +1
> System efficiency (round-trip):	> 88%
> Battery efficiency (round-trip):	> 96%
> Cell chemistry:	NCM/LMO
> DC voltage range:	774 to 1,004 V
> Specified cycles at nominal C-rate at 80% DoD at rack level	More than 80% remaining capacity after 4,000 cycles

> Supported communication interfaces:	BacNet/IP; CANopen 2.0B; IEC 60870-5-103/104 (if required, further communication standards are applicable)
> Control and monitoring via external interface:	GSM/Internet
> Touch screen:	as standard, outdoor and sunlight readable optional
> Remote monitoring:	1 & 15 min data resolution available; real-time & historical data at cellular level; 25 year data storage

> **Dimensions (LxWxH):** 6.1 x 2.5 x 2.9 m

> **Weight:** 6.0 to 12.0 tons



3. QINOUS ESS QLARGE

> Nominal power range:	up to 1,500 kVA
> Nominal capacity range:	up to 2,344 kWh
> Connection voltage:	MV
> Rated current:	up to 1,532 A @40°C
> Max current:	110% standard; 150% for island applications

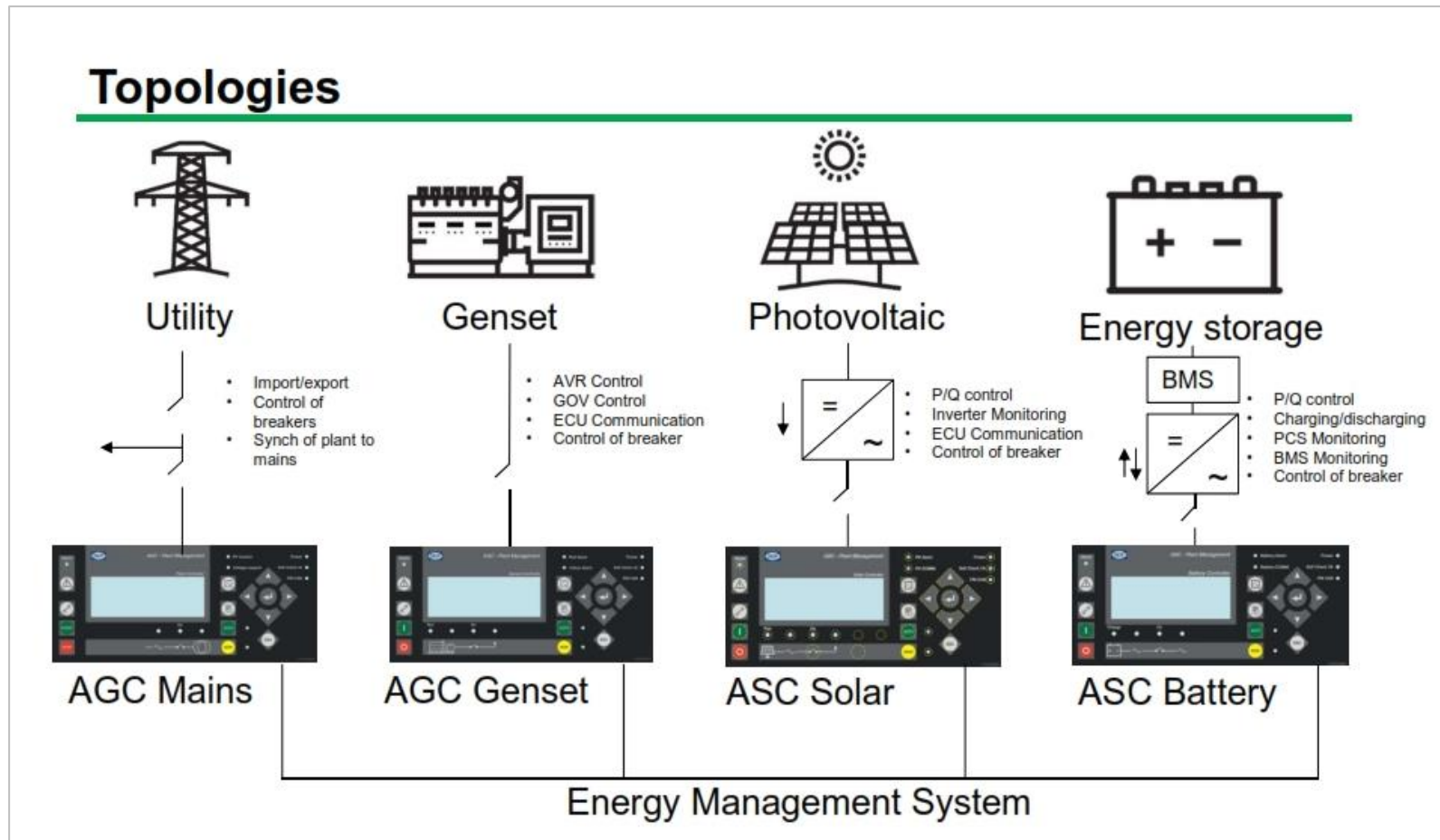
> Rate voltage/voltage range:	custom specific V
> Rated frequency:	50 / 60 Hz
> Total harmonic distortion:	< 5%
> Power factor:	-1 to +1
> System efficiency (round-trip):	> 88%
> Battery efficiency (round-trip):	> 96%
> Cell chemistry:	NCM/LMO
> DC voltage range:	774 to 1,004 V
> Specified cycles at nominal C-rate at 80% DoD at rack level	More than 80% remaining capacity after 4,000 cycles

> Supported communication interfaces:	BacNet/IP; CANopen 2.0B; IEC 60870-5-103/104 (if required, further communication standards are applicable)
> Control and monitoring via external interface:	GSM/Internet
> Touch screen:	as standard, outdoor and sunlight readable optional
> Remote monitoring:	1 & 15 min data resolution available; real-time & historical data at cellular level; 25 year data storage

> **Dimensions (LxWxH):** 12.2 x 2.5 x 2.9 m

> **Weight:** 12.0 to 25.0 tons

ANEXO N°06: SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIONES

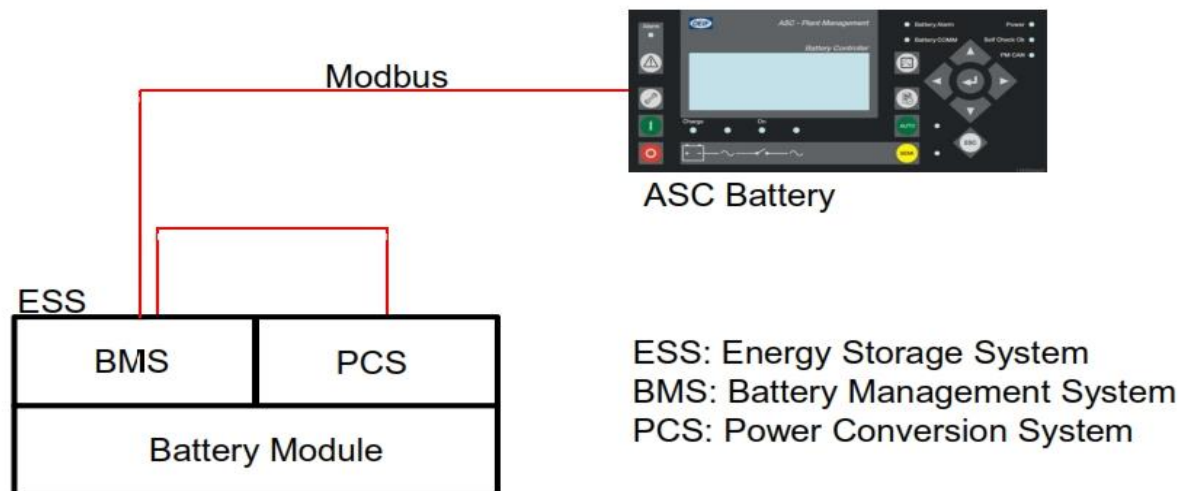




ASC-4 BATTERY
TOPOLOGIES



Topologies





HOJA DE DATOS



**ASC-4, controlador sostenible automático
enlace entre plantas sostenibles y convencionales**



DEIF A/S · Friisborgvej 33 · DK-7800 Skive
Tel.: +45 9614 9614 · Fax: +45 9614 9615
info@deif.com · www.deif.com

Document no.: 4921240529D
SW version: 4.10.0 or later

1. ASC-4 Solar

1.1 Información de producto

El ASC-4 Solar es un controlador diseñado para servir de enlace entre plantas generadoras fotovoltaicas y plantas generadoras convencionales.



Carga mínima de grupos electrógenos

El ASC-4 Solar permitirá en cualquier modo de operación maximizar automáticamente la penetración de energía sostenible, en función de la demanda de carga total, en el sistema híbrido, sin poner en compromiso el requisito mínimo de carga del grupo electrógeno.

Esto sirve para asegurar una cierta cantidad de carga en los grupos electrógenos, eliminando de este modo el riesgo de situaciones de potencia inversa y problemas de combustión y escape impuros.

Reserva rotativa

El ASC-4 Solar ofrece soporte de reserva rotativa como porcentaje de la potencia producida, como parte de un sistema superior existente (por ejemplo, un sistema PLC existente) o mediante irradiación de corta duración.

Ideal para aplicaciones de autoconsumo

Cuando opera en modo paralelo a la red, el ASC-4 Solar puede alimentar el excedente de energía fotovoltaica a la red y generar beneficios en función de las tarifas de inyección en la red del operador de la misma. De manera alternativa, el ASC-4 Solar puede regular la producción fotovoltaica para ajustarse al autoconsumo, lo que impide cualquier inyección en la red de potencia fotovoltaica si lo impiden los reglamentos del operador.

Características principales

- Integración de FV
- Aplicaciones de autoconsumo/IPP
- Aplicaciones FV/diésel
- Necesidad mínima de carga de grupos electrógenos
- Generación de reserva rotativa
- Aplicaciones para plantas de nueva construcción o para antiguos terrenos industriales
- Compatible con AGC-4/AGC 200
- Interconexión del vatímetro
- Interconexión del inverter
- Soporte SunSpec
- Interconexión de sistema de pronóstico
- Representación de datos meteorológicos
- Escalable y flexible
- Configuración sencilla con herramienta para PC gratuita
- Disponible HMI plug & play

2. Batería ASC-4

2.1 Información de producto

Batería ASC-4, introducción

La batería ASC-4 está diseñada para integrar el almacenamiento eléctrico en plantas híbridas. Incluye extensos esquemas de carga para determinar los niveles de carga/descarga así como las fuentes de energía que pueden usarse para recargar la batería.

La batería ASC-4 puede ordenar el paro de todos los grupos electrógenos y alimentar la carga en solitario o en combinación con la producción de energía sostenible.



Fuente de energía y potencia

Cuando actúa como fuente de energía, la batería trata de realizar la alimentación en solitario, sin la conexión de otras fuentes.

En caso de cumplirse las condiciones de nivel de carga, capacidad de batería y estado de carga, se ordena el paro de los grupos electrógenos.

Cuando se descarga la batería o la carga aumenta por encima de su capacidad, se reconectan los grupos electrógenos.

Cuando actúa como fuente de potencia, la batería se usa como proveedor de reserva rotativa inhibiendo el arranque de los grupos electrógenos debido a la reserva rotativa solicitada por el ASC-4 Solar.

¿Acoplamiento de AC o de DC?

La batería ASC es ideal para aplicaciones con acoplamiento tanto de AC como de DC.

Para sistemas con acoplamiento de AC, puede definir el esquema de carga y descarga de la batería. Usando el esquema de carga, también podrá definir las fuentes de energía (grupos electrógenos, FV o red) que va a habilitar para fines de carga.

Características principales

- Integración de almacenamiento eléctrico
- Aplicaciones con conexión a red
- Aplicaciones de microrredes
- Modo de alimentación o de formación de red
- Sistemas con carga mediante AC o DC
- Extensos esquemas de carga
- Compatible con AGC-4/AGC 200
- Proveedor de reserva rotativa
- Interconexión de PCS
- Interconexión de BMS
- Escalable y flexible
- Configuración sencilla con herramienta para PC gratuita

3. Datos técnicos

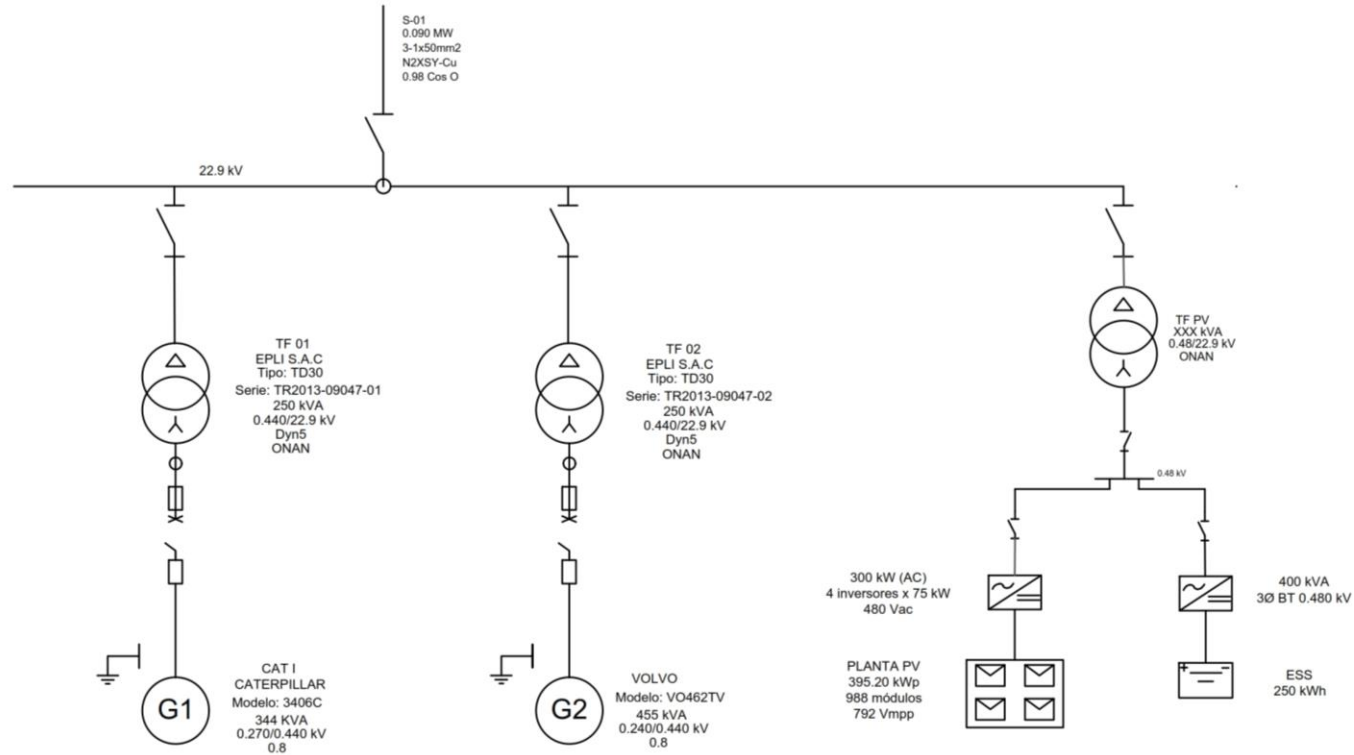
3.1 Especificaciones y dimensiones

3.1.1 Especificaciones técnicas

	<p>Clase 1.0</p> <p>-25 hasta 15 hasta 30 hasta 70 °C</p> <p>Coefficiente de temperatura: $\pm 0,2\%$ del fondo de escala por cada 10 °C</p> <p>Clase 0.5 con opción Q1</p>
Precisión	<p>Alarmas de secuencia positiva, negativa y homopolar: Clase 1 con un margen de asimetría de la tensión de 5%</p> <p>Clase 1.0 para corriente de secuencia negativa</p> <p>Sobreintensidad rápida: 3 % de 350 %I_n</p> <p>Salidas analógicas: Clase 1.0 en función del rango total</p> <p>Opción EF4/EF5: Clase 4.0 en función del rango total</p> <p>Conforme a IEC/EN 60688</p>
Temperatura de servicio	<p>-25 hasta 70 °C (-13 hasta 158 °F)</p> <p>-25 hasta 60 °C (-13 hasta 140 °F) si en el controlador está disponible Modbus TCP/IP (opción N)</p> <p>(Homologado por UL/cUL: Temperatura máx. del aire del entorno: 55 °C/131 °F)</p>
Temperatura de almacenamiento	-40 hasta 70 °C (-40 hasta 158 °F)
Clima	97 % h.r. según IEC 60068-2-30
Altitud de operación	<p>0 hasta 4000 m sobre el nivel del mar</p> <p>Derrateo de prestaciones entre 2001 m y 4000 m sobre el nivel del mar:</p> <p>Máx. tensión de medida en acoplamiento 3W4 entre fases 480 V AC</p> <p>Máx. tensión de medida en acoplamiento 3W3 entre fases 690 V AC</p>
Medición de tensión	<p>100 hasta 690 V AC $\pm 20\%$</p> <p>(Homologado por UL/cUL: 600 V AC entre fases)</p> <p>Consumo: Máx. 0,25 VA/fase</p>
Medición de corriente	<p>-1 o -5 A CA</p> <p>(Homologado por UL/cUL: tomada de TIs de 1 A a 5 A)</p> <p>Consumo: Máx. 0,3 VA/fase</p>
Sobrecarga de corriente	<p>$4 \times I_n$ permanente</p> <p>$20 \times I_n$, 10 s (máx. 75 A)</p> <p>$80 \times I_n$, 1 s (máx. 300 A)</p>
Medición de frecuencia	30 hasta 70 Hz
Alimentación aux.	<p>Bornes 1 y 2: 12/24 V DC nominal (8 hasta 36 V DC operacional). Máx. consumo de 11 W</p> <p>Precisión de medición de tensión de la batería: $\pm 0,8$ V dentro de un margen de 8 a 32 V DC, $\pm 0,5$ V dentro de un margen de 8 a 32 V DC a 20 °C</p> <p>Bornes 98 y 99: 12/24 V DC nominal (8 hasta 36 V DC operacional). Máx. 5 W de consumo</p> <p>0 V DC durante 10 ms cuando proceda de al menos 24 V DC (supresión de puesta en marcha)</p> <p>Las entradas de alimentación aux. están protegidas por un fusible lento 2A. (Homologado por UL/cUL: AWG 24)</p>
Entradas binarias	<p>Optoacoplador, bidireccional</p> <p>ACTIVADA: 8 hasta 36 V DC</p> <p>Impedancia: 4,7 kΩ</p> <p>OFF: <2 V DC</p>
Entradas analógicas	<p>-10 hasta +10 V DC: Sin aislamiento galvánico. Impedancia: 100 kΩ (G3)</p> <p>0(4) hasta 20 mA: Impedancia 50 Ω. Sin aislamiento galvánico (M15.X)</p>
Entradas multifunción	0(4) hasta 20 mA: 0 hasta 20 mA, $\pm 1\%$. Sin aislamiento galvánico

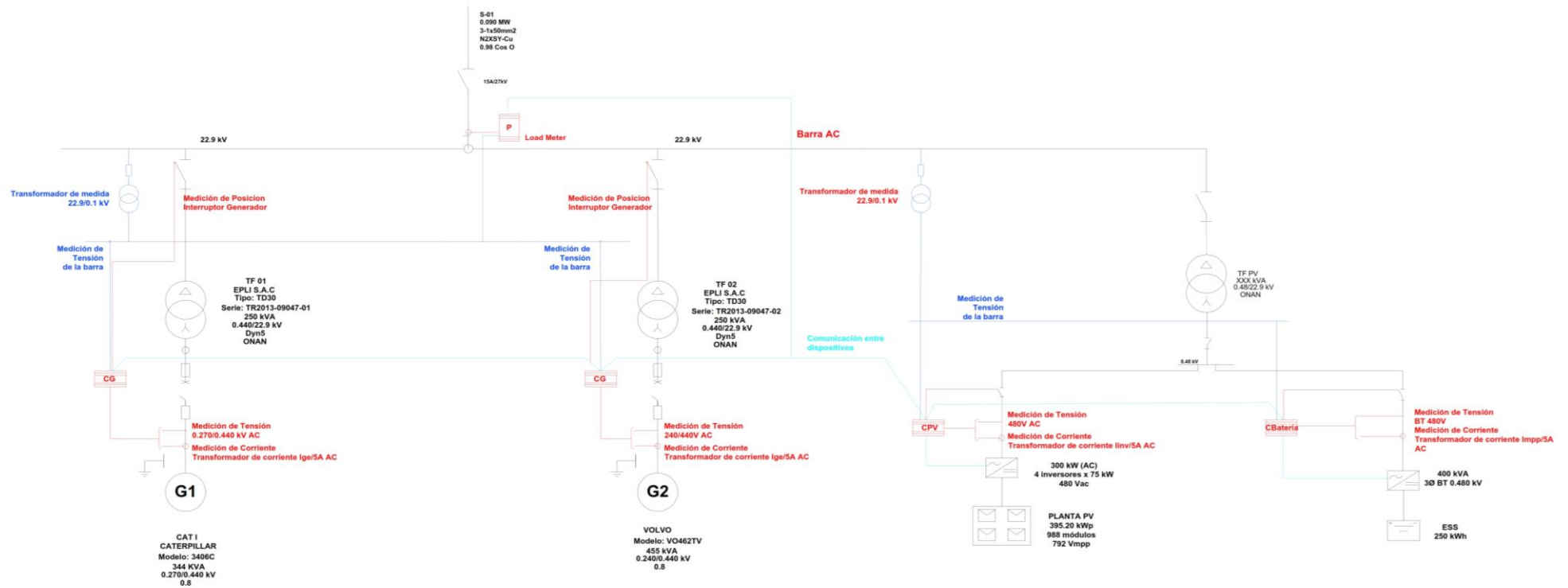
	<p>Binario: Resistencia máx. para detección de ACTIVADA: 100 Ω. Sin aislamiento galvánico</p> <p>Pt100/1000: -40 hasta 250 °C, ± 1 %. Sin aislamiento galvánico. Conforme a IEC/EN60751</p> <p>RMI: 0 hasta 1700 Ω, ± 2 %. Sin aislamiento galvánico</p> <p>V CD: 0 hasta 40 V DC, ± 1 %. Sin aislamiento galvánico</p>
Salidas de relé	<p>Características eléctricas nominales: 250 V AC/30 V DC, 5 A. (Homologado por UL/cUL: 250 V AC/24 V DC, 2 A de carga resistiva)</p> <p>Características térmicas nominales a 50 °C: 2 A: en modo Continuo. 4 A: $t_{on} = 5$ s, $t_{off} = 15$ s (Salida de estado de la unidad: 1 A)</p>
Salidas de colector abierto	Alimentación: 8 hasta 36V DC, máx. 10 mA (borne 20, 21, 22 (com))
Salidas analógicas	<p>0(4) hasta 20 mA y ± 25 mA. Con aislamiento galvánico. Salida activa (alimentación interna). Carga máx. 500 Ω. (Homologado por UL/cUL: Máx. 20 mA salida)</p> <p>Frecuencia de actualización: Salida de transductor: 250 ms. Salida del regulador: 100 ms</p>
Aislamiento galvánico	<p>Entre tensión de corriente alterna y otras E/S: 3250 V, 50 Hz, 1 min.</p> <p>Entre corriente alterna y otras E/S: 2200 V, 50 Hz, 1 min.</p> <p>Entre salidas analógicas y otras E/S: 550 V, 50 Hz, 1 min.</p> <p>Entre grupos de entradas binarias y otras E/S: 550 V, 50 Hz, 1 min.</p>
Tiempos de respuesta (ajuste de retardo puesto a mín.)	<p>Barras:</p> <p>Sobretensión/Subtensión: <50 ms</p> <p>Sobrefrecuencia/Subfrecuencia: <50 ms</p> <p>Asimetría de tensión: <250 ms</p> <p>Inverter:</p> <p>Sobreintensidad: < 250 ms</p> <p>Sobretensión/Subtensión: <250 ms</p> <p>Sobrefrecuencia/Subfrecuencia: <350 ms</p> <p>Sobrecarga: <250 ms</p> <p>Entradas digitales: <250 ms</p> <p>Parada de emergencia: <200 ms</p> <p>Entradas multifunción: 800 ms</p> <p>Fallo de cable: <600 ms</p>
Montaje	Montaje en carril DIN o en superficie con seis tornillos M4
Par de apriete	1,5 Nm para los seis tornillos M4 (no se deben utilizar tornillos avellanados)
Seguridad	<p>Conforme a EN 61010-1, categoría de instalación (categoría de sobretensiones) III, 600 V, grado de contaminación 2</p> <p>Conforme a UL 508 y CSA 22.2 N° 14-05, categoría de sobretensiones III, 600 V, grado de contaminación 2</p>
CEM/CE	Según EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, IEC 60255-26
Vibraciones	<p>3 hasta 13,2 Hz: 2 mm_{pp}. 13,2 hasta 100 Hz: 0,7 g. Según IEC 60068-2-6 y IACS UR E10</p> <p>10 hasta 60 Hz: 0,15 mm_{pp}. 60 hasta 150 Hz: 1 g. Conforme a IEC 60255-21-1 Respuesta (clase 2)</p> <p>10 hasta 150 Hz: 2 g. Conforme a IEC 60255-21-1 Vida útil (clase 2)</p>
Impactos (montaje en superficie)	<p>10 g, 11 ms, semisenoidal. Conforme a IEC 60255-21-2 Respuesta (clase 2)</p> <p>30 g, 11 ms, semisenoidal. Conforme a IEC 60255-21-2 Vida útil (clase 2)</p> <p>50 g, 11 ms, semisenoidal. Conforme a IEC 60068-2-27</p>
Resistencia a golpes	20 g, 16 ms, semisenoidal Conforme a IEC 60255-21-2 (clase 2)
Material	Todos los materiales plásticos son autoextinguibles conforme a UL94 (V1)
Conexiones de enchufe	<p>Corriente alterna: 0,2 hasta 4,0 mm² cable flexible. (Homologado por UL/cUL: AWG 18)</p> <p>Tensión alterna: 0,2 hasta 2,5 mm² cable flexible. (Homologado por UL/cUL: AWG 20)</p> <p>Relés (Homologado por UL/cUL: AWG 22)</p> <p>Terminales 98-116: 0,2 hasta 1,5 mm² cable flexible. (Homologado por UL/cUL: AWG 24)</p> <p>Otros: 0,2 hasta 2,5 mm² cable flexible. (Homologado por UL/cUL: AWG 24)</p>
Par de apriete	0,5 Nm (5-7 lb-in)

ANEXO N°07: PLANOS



TESIS		"DISEÑO DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA/DIESEL CON BACKUP DE BATERIA DE LI-ION PARA MEJORAR EL SERVICIO ELECTRICO EN LA CIUDAD DE SAN ANTONIO DEL ESTRECHO, LORETO, PERÚ"	
BACHILLER		LUIS MIGUEL APONTE HONORES	
LAMINA	01	PLANO DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MICRORRED FOTOVOLTAICA/DIESEL	
FECHA	DICIEMBRE 2019		





TESIS	"DISEÑO DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA/DIESEL CON BACKUP DE BATERIA DE LI-ION MEJORAR EL SERVICIO ELECTRICO EN LA CIUDAD DE SAN ANTONIO DEL ESTRECHO, LORETO, PERÚ"	
BACHILLER	LUIS MIGUEL APONTE HONORES	
LAMINA	03	PLANO
FECHA	DICIEMBRE 2019	DIAGRAMA UNIFILAR DE CONTROL Y COMUNICACIONES

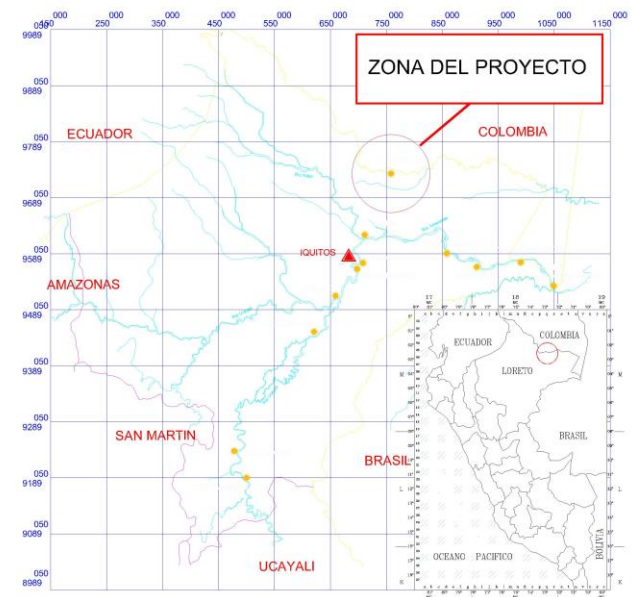
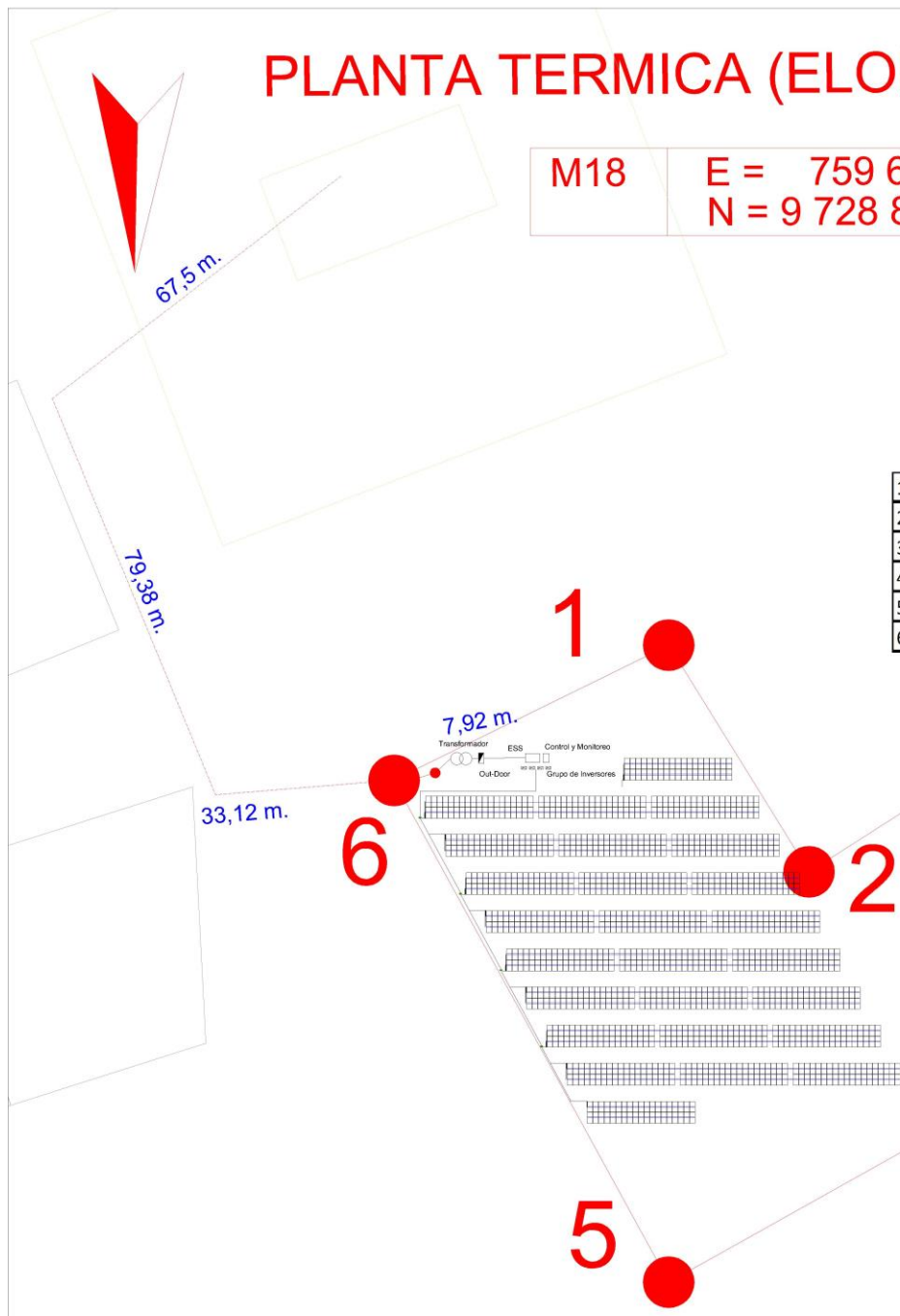


PLANTA TERMICA (ELOR)

M18

E = 759 664
N = 9 728 814

1	759763	9728745
2	759789	9728703
3	759825	9728726
4	759856	9728679
5	759763	9728627
6	759712	9728720



UBICACION DEL PROYECTO



<p>TESIS</p> <p>"DISEÑO DE UNA MICRORRED FOTOVOLTAICA/DIESEL CON BACKUP DE BATERIA DE LI-ION PARA MEJORAR EL SERVICIO ELECTRICO EN LA CIUDAD DE SAN ANTONIO DEL ESTRECHO, LORETO, PERÚ"</p>	
<p>BACHILLER</p> <p>LUIS MIGUEL APONTE HONORES</p>	
<p>LAMINA</p> <p>04</p>	<p>PLANO</p> <p>UBICACIÓN DEL PROYECTO Y PLANTA FOTOVOLTAICA</p>
<p>FECHA</p> <p>DICIEMBRE 2019</p>	

