



UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TEMA:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LAS ÁREAS
CRITICAS DE UN HOSPITAL.**

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de Ingeniero Industrial

Autor

Cristhian Lenin Ramón Sisalema

Tutor

M.Sc. Juan Joel Segura D´Rouville

QUITO– ECUADOR

2024

**AUTORIZACIÓN POR PARTE DEL AUTOR PARA LA CONSULTA,
REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL, Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL
TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Cristhian Lenin Ramon Sisalema, declaro ser autor del Trabajo de Integración Curricular con el nombre “DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LAS ÁREAS CRÍTICAS DE UN HOSPITAL”, como requisito para optar al grado de INGENIERO INDUSTRIAL y autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica Indoamérica, para que con fines netamente académicos divulgue esta obra a través del Repositorio Digital Institucional (RDI-UTI).

Los usuarios del RDI-UTI podrán consultar el contenido de este trabajo en las redes de información del país y del exterior, con las cuales la Universidad tenga convenios. La Universidad Tecnológica Indoamérica no se hace responsable por el plagio o copia del contenido parcial o total de este trabajo.

Del mismo modo, acepto que los Derechos de Autor, Morales y Patrimoniales, sobre esta obra, serán compartidos entre mi persona y la Universidad Tecnológica Indoamérica, y que no tramitaré la publicación de esta obra en ningún otro medio, sin autorización expresa de la misma. En caso de que exista el potencial de generación de beneficios económicos o patentes, producto de este trabajo, acepto que se deberán firmar convenios específicos adicionales, donde se acuerden los términos de adjudicación de dichos beneficios.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Quito, a los 24. días del mes de octubre del 2024 de 2024, firmo conforme:

Autor: Cristhian Lenin Ramón Sisalema

Firma: 

Número de Cédula: 1725188047

Dirección: Pichincha, Quito, Quitumbe, Villa Solidaridad.

Correo Electrónico: cramon@indoamerica.edu.ec

Teléfono: 0999225735

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Integración Curricular “DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LAS ÁREAS CRÍTICAS DE UN HOSPITAL” presentado por Cristhian Lenin Ramón Sisalema, para optar por el Título de Ingeniero industrial

CERTIFICO

Que dicho Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado en todas sus partes y considero que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte los Lectores que se designe.

Quito, 24 de octubre del 2024

.....

M.Sc. Juan Joel Segura D’Rouville

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Quien suscribe, declaro que los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Integración Curricular, como requerimiento previo para la obtención del Título de Ingeniero Industrial, son absolutamente originales, auténticos y personales y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor

Quito, 24 de octubre del 2024



Cristhian Lenin Ramón Sisalema

1725188047

APROBACIÓN DE LECTORES

El Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, sobre el Tema: “DISEÑO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA RENOVABLE PARA LAS ÁREAS CRÍTICAS DE UN HOSPITAL” previo a la obtención del Título de Ingeniero Industrial, reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la sustentación del Trabajo de Integración Curricular.

Quito, 24 de octubre de 2024

.....

M.Sc. Pablo Elicio Ron Valenzuela

LECTOR PRINCIPAL

.....

M.Sc. Blanca Liliana Topón Visarréa

LECTOR

DEDICATORIA

A mi amada madre Martha, quien con su ejemplo de trabajo y dedicación me ha incentivado hacia el logro de mis objetivos, es mi inspiración personal en todos los aspectos.

A mi mentor y segundo padre Gilbert quien con su firmeza y conocimiento supo guiarme en ser un buen profesional y un gran ser humano.

A mi ángel en el cielo, mi Juanita quien me demostró que cualquier título no tiene validez si no se es buena persona.

Un agradecimiento especial a mi hermano Fabricio, por ser la persona que dio el inicio en mi vida universitaria y con su alegría pudo brindarme aliento para seguir.

A toda mi familia que siempre han estado en mis logros y caídas, a todos ustedes mil gracias por su amor.

AGRADECIMIENTO

En estos instantes mi corazón se ensaña de gratitud a mi madre, mis hermanos y cuñadas, su apoyo fue fundamental para llegar a estas instancias.

Un agradecimiento especial a Erika, el amor y cariño nunca se podrán escapar de mi corazón, dueña de los mejores momentos de mi vida.

A Dios por llenarme de salud y energías para cursar toda la carrera en base a las normativas y valores que promueve esta institución.

A mis queridos maestros que con su paciencia pudieron impartirme sus conocimientos para ser un buen profesional.

Un agradecimiento especial a mi tutor académico Juan Segura que supo brindarme su tiempo y apoyo incondicional en la realización de un proyecto de integración con alto grado de calidad.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
ÍNDICE DE ANEXOS	xv
CAPÍTULO I	1
Introducción	1
Antecedentes.....	5
Justificación	6
Objetivo General.....	8
Objetivos Específicos.....	8
CAPITULO II	9
Ingeniería del proyecto	9
Diagnóstico de la situación actual de la empresa	9
Inexistencia de un sistema de respaldo por energía renovables	9
Grupo electrógeno Diesel con deficiente mantenimiento	10
Modelo Operativo.....	25

CAPÍTULO III.....	28
Propuesta y resultados esperados	28
Identificación de luminarias y equipos.....	29
Levantamiento de carga del servicio	31
Determinación de parámetros nominales de carga instalada	31
Análisis de fuentes alternativa de energía	40
Energía Hidroeléctrica	41
Energía eólica	41
Energía geotérmica	42
Energía fotovoltaica	43
Energía de biomasa	43
Evaluación energía Hidroeléctrica	46
Evaluación energía Geotérmica	47
Evaluación energía Eólica	47
Evaluación energía Biomasa	47
Evaluación energía Fotovoltaica	48
Dimensionamiento de la fuente	49
Factores para considerar para el cálculo del sistema fotovoltaico.....	52
Rendimiento global de la instalación	54

Número de paneles solares requeridos	57
Capacidad del banco de baterías	62
Dimensionamiento de conductores, canalizaciones y protecciones	65
Dimensionamiento del controlador de carga DC.....	74
Cuadro Resumen del dimensionamiento	75
Esquema técnico del sistema de respaldo	81
Análisis de costos	82
Cronograma de actividades	83
Resultados esperados	91
Simulación del proyecto	92
<i>CAPÍTULO IV</i>	96
Conclusiones.....	96
Recomendaciones	97
<i>Bibliografía</i>	98
<i>ANEXOS</i>	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Equivalencia de GEI</i>	2
Tabla 2 <i>Descripción de fallas en función del problema a través del tiempo</i>	11
Tabla 3 <i>Ficha técnica generador 1</i>	14
Tabla 4 <i>Ficha técnica generador 2</i>	14
Tabla 5 <i>Modos y causas de falla con metodología OREDA</i>	15
Tabla 6 <i>Determinación de NPR</i>	17
Tabla 7 <i>Análisis de parámetros de obsolescencia</i>	18
Tabla 8 <i>Identificación de áreas críticas dentro del hospital</i>	28
Tabla 9 <i>Determinación de elementos y su estado actual</i>	30
Tabla 10 <i>Parámetros de carga</i>	31
Tabla 11 <i>Levantamiento de carga</i>	35
Tabla 12 <i>Consumo en función del tiempo</i>	38
Tabla 13 <i>Caracterización energía hidroeléctrica</i>	41
Tabla 14 <i>Caracterización energía eólica</i>	41
Tabla 15 <i>Caracterización energía geotérmica</i>	42
Tabla 16 <i>Caracterización energía fotovoltaica</i>	43
Tabla 17 <i>Caracterización energía de biomasa</i>	43
Tabla 18 <i>Matriz de evaluación energía hidroeléctrica</i>	46
Tabla 19 <i>Matriz de evaluación energía Geotérmica</i>	47
Tabla 20 <i>Matriz de evaluación energía Eólica</i>	47
Tabla 21 <i>Matriz de evaluación energía de Biomasa</i>	47
Tabla 22 <i>Matriz de evaluación energía Fotovoltaica</i>	48

Tabla 23 <i>Coeficientes de temperatura del panel solar</i>	70
Tabla 24 <i>Cuadro resumen del dimensionamiento de elementos del sistema</i>	76
Tabla 25 <i>Características del panel solar RESUN</i>	78
Tabla 26: <i>Características del inversor</i>	79
Tabla 27: <i>Características de la batería</i>	80
Tabla 28: <i>Características del contador bidireccional</i>	81
Tabla 29 <i>Costos de mano de obra</i>	83
Tabla 30 <i>Costos de implementación</i>	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Potencia nominal en Generación de Energía Eléctrica</i>	3
Figura 2 <i>Potencia efectiva en Generación de Energía Eléctrica</i>	4
Figura 3 <i>Precios de energía renovable en Ecuador</i>	5
Figura 4 <i>Diagrama de pareto Problemas en generadores</i>	13
Figura 5 <i>Criterio de detectabilidad (D)</i>	16
Figura 6 <i>Criterio de severidad (S)</i>	16
Figura 7 <i>Criterio de ocurrencia (O)</i>	16
Figura 8 <i>Evaluación de obsolescencia en equipamiento</i>	19
Figura 9 <i>Criterios de obsolescencia</i>	20
Figura 10 <i>Horas equivalentes de desconexión, 2013-2022</i>	21
Figura 11 <i>Diagrama Ishikawa de Grupo electrógeno Deficiente</i>	23
Figura 12 <i>Método de los 5 porqués</i>	24
Figura 13 <i>Modelo Operativo</i>	25
Figura 14 <i>Ubicación geográfica del lugar objeto de estudio</i>	49
Figura 15 <i>Ubicación geográfica del lugar en el mapa GHI</i>	50
Figura 16 <i>Datos GSA</i>	51
Figura 17 <i>Presencia del recurso en función del tiempo</i>	52
Figura 18 <i>Elementos para un arreglo fotovoltaico</i>	52
Figura 19 <i>Elementos de un sistema fotovoltaico</i>	53
Figura 20 <i>Coefficientes de pérdida</i>	55
Figura 21 <i>Arreglo de los paneles solares</i>	60
Figura 22: <i>Diagrama del sistema de respaldo</i>	81

Figura 23 <i>Costo de materiales y equipos del sistema</i>	82
Figura 24 <i>Cronograma de implementación de la propuesta</i>	86
Figura 25 <i>Diagrama de Gantt para la propuesta</i>	86
Figura 26 <i>Cálculo del TIR</i>	89
Figura 27 <i>Tipo de instalación, clima y red.</i>	92
Figura 28 <i>Arreglo FV</i>	93
Figura 29 <i>Consumo del sistema</i>	93
Figura 30 <i>Dimensionar el Inversor</i>	94
Figura 31 <i>Determinación del sistema de baterías</i>	94
Figura 32 <i>Selección del cableado</i>	95
Figura 33 <i>Planos y listado de piezas</i>	95

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Interconexión entre línea de distribución y generador a Diesel	104
Anexo 2 : Tanques de almacenamiento de generadores 1 y 2.....	105
Anexo 3: Tanque de almacenamiento generador 3.....	106
Anexo 4: Levantamiento en plano piso 1.....	107
Anexo 5: Levantamiento en plano piso 2.....	108
Anexo 6: Levantamiento en plano piso 5.....	109
Anexo 7 : Generador Diesel #2.....	110
Anexo 8: Generador Diesel #1	110
Anexo 9: Diámetros de tubería y conductor.....	111
Anexo 10: factor de corrección de temperatura	111
Anexo 11: Factor de corrección en base al número de conductores.....	111
Anexo 12: Valores nominales de los disyuntores.....	112
Anexo 13: Ficha técnica panel solar.....	113
Anexo 14: Ficha técnica batería de gel 12V-250AH FLG 122500	114
Anexo 15: Informe GSA de irradiación solar.....	115
Anexo 16: Normativa NEC-SB-IE, para las instalaciones eléctricas en el Ecuador (NEC, 2018).....	116
Anexo 17: Sección transversal del conductor	117
Anexo 18: Normativa SAE 1012, mantenimiento basado en la confiabilidad (SAE, 2011).....	118

Anexo 19: Normativa ISO 14224:2016 Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural-Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos. (ISO, 2016).....	119
Anexo 20: Características del contador bidireccional	120
Anexo 21: Ficha técnica del inversor marca SOLIS (SOLIS, 2020)	121
Anexo 22: Resolución Nro. R.E-SERCOP-2023-0134 NORMATIVA SECUNDARIA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACIÓN PÚBLICA -SNCP- (SERCOP, 2023).....	122
Anexo 23: Ficha técnica del controlador de carga FLEX MAX FM 100-300VD-C 01 (Outbackpower, 2022).....	123

UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARRERA DE INGENIERIA INDUSTRIAL

**TEMA: DISEÑO DE UN SISTEMA POR ENERGÍAS RENOVABLES PARA LAS
ÁREAS CRÍTICAS DE UN HOSPITAL**

AUTOR(A): Cristhian Leni Ramón Sisalema

TUTOR (A): Ing. Juan Joel Segura D'Rouville

RESUMEN EJECUTIVO

La presente investigación se realiza en un hospital público con más de 60 años en servicio, en el cual el sistema de respaldo energético existente resulta insuficiente para cubrir toda la demanda correspondiente a las áreas críticas del mismo. Por lo antes expuesto es necesario diseñar un sistema de respaldo por energías renovables, mediante un estudio de factibilidad técnico-ingenieril que garantice la continuidad del servicio eléctrico en las áreas críticas del Hospital Carlos Andrade Marín. En este trabajo se aplica la metodología de RCM de confiabilidad con el fin de analizar el estado del sistema de respaldo energético actual, la normativa SAE-JA-1011 destinada a evaluar parámetros de obsolescencia en equipos y maquinarias, la normativa ISO 14224-2006 encaminada a evaluar la calidad del combustible de alimentación al sistema actual de respaldo y la metodología OREDA al rendimiento de quipos y maquinaria que utilizan combustible derivado del petróleo. Los resultados obtenidos al aplicar las metodologías antes mencionadas arrojan que se tiene una consecuencia NPR 12 que corresponde a un daño severo en el sistema eléctrico, posteriormente se obtuvo un 80% de probabilidad de fallen los dos generadores instalados, se pudo detectar las emisiones de CO₂ por parte del generador dada su obsolescencia, al aplicar la última metodología se evidencia que los porcentajes de falla corresponden a 5 criterios técnicos. Las principales conclusiones de este trabajo evidencian la necesidad de un reemplazo correspondiente a la fuente de respaldo, seleccionándose como fuente alternativa paneles solares fotovoltaicos, requiriéndose 152 paneles capaces de satisfacer la demanda de 267.56 KW correspondientes a las áreas críticas del hospital. La propuesta del proyecto asciende a un costo de \$292.488 que tendrá un TIR del 13% para un periodo de recuperación de 8 años. La eficiencia del proyecto tiene un porcentaje del 89%.

DESCRIPTORES: aprovechamiento, confiabilidad, energía renovable, fiabilidad, inversión, obsolescencia.

UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA

FACULTY OF ENGINEERING, INDUSTRY AND PRODUCTION

INDUSTRIAL ENGINEERING

AUTHOR: CRISTHIAN LENIN RAMÓN SISALEMA

TUTOR: ING. JUAN JOEL SEGURA D'ROUVILLE M.SC.

ABSTRACT

DESIGN OF A RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR CRITICAL HOSPITAL AREAS

This research is carried out in a public hospital with more than 60 years of service, where the energy backup system is insufficient to cover the demand of all critical areas, it is necessary to develop a renewable energy backup system as mentioned above, through a feasibility study that guarantees the continuity of electrical service in the critical areas of Carlos Andrade Marín hospital. In this work, the methodology of RCM reliability is applied; to evaluate the current energy backup system state, the SAE-JA-1011 standard is used to assess obsolescence parameters in equipment and machinery, ISO 14224-2006 standard to evaluate the quality of fuel feeding to the current backup system, and the OREDA methodology to the performance of equipment and machinery using petroleum-derived fuel. The results based on the methods mentioned show an NPR 12 indicating severe damage to the electrical system. Afterward, there was a probability of 80% failure of the two installed generators, and the CO₂ emissions from the generator could be detected due to its obsolescence. The latest methodology indicates that the failure rates correspond to 5 technical criteria. The main conclusion of this work demonstrates the necessity of replacing the backup source, solar photovoltaic panels have been selected as an alternative source, requiring 152 combs capable of meeting the demand of 267.56 KW Corresponding to critical hospital areas. This project proposal cost \$292,488 and an IRR of 13% for an 8-year recovery period. Project efficiency is 89%.

KEYWORDS: Assurance, efficiency, investment, reliability, renewable.

Anexo 24: Aprobación de abstract por parte del departamento de idiomas

CAPÍTULO I

Introducción

Actualmente en un mundo donde la energía es indispensable para la utilización de dispositivos que pueden ser un vínculo entre la vida y la muerte, si hablamos de equipos que son un soporte vital dentro de hospitales que trabajan sin descanso para salvar la vida de las personas existe una creciente demanda energética proveniente no solo de fuentes tradicionales, sino de fuentes renovables que suponen un reto para las industrias con la finalidad cubrir estas demandas y no generar impactos negativos en contra del ambiente. (Enerdata, 2024)

A nivel mundial este crecimiento constante representa un aumento del 12% de la oferta energética mundial, lo que supone un aumento de 1,5 puntos con respecto al 2022 y siendo esto un alivio para el uso desmedido y no controlado de energías no renovables como la quema de combustibles fósiles, el crecimiento va de la mano con el desarrollo económico es por esto que en América Latina este crecimiento es menos visible ya que existe un aumento del 12% con respecto al año 2015 en donde solo se presentó el 3.3% de crecimiento, esto aún son cifras bajas con respecto al continente europeo ya que su crecimiento fue del 21.7% en el mismo periodo de tiempo (Enerdata, 2024).

Por su parte la ONU desarrolló varios mecanismos para la regulación del medio ambiente en base al “Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)” (CEPAL, 2020) en el que se busca mitigar los niveles elevados de gases que producen los países más industrializados y establecer mecanismos para utilizar energías más limpias, con esta iniciativa se crearon los “Mecanismos de Desarrollo Limpio

(MDL)”, que identifican si un proyecto es elegible y además demuestra un porcentaje de adicionalidad, lo que quiere decir si un proyecto tiene reducción de emisión adicionales a aquellas que se habrían producido en ausencia del proyecto.

Este mismo MDL, según (Barragán, 2019, pág. 132) permite que se presente la Transferencia de Certificados de Reducción de Emisiones, comúnmente denominados CREs, mismos que corresponden a una tonelada de dióxido de carbono, o su mismo equivalente si estamos hablando de otro tipo de gas invernadero.

Tabla 1
Equivalencia de GEI

Gas de efecto invernadero	Abreviatura	Equivalencia en CO₂
Dióxido de carbono	CO₂	1
Metano	<i>CH₄</i>	21
Óxido nitroso	<i>N₂O</i>	310
Hidrofluorocarbonos	<i>HFC_S</i>	740
Perfluorocarbono	<i>PFC_S</i>	1300
Hexafluoruro de azufre	<i>SF₆</i>	23900

1 CRE = 1 tonelada equivalente de CO₂(“tCO₂e”)

Nota: Elaborado por el investigador a partir de los datos de (Barragán, 2019)

En referencia a lo mencionado por (Panorama Eléctrico, 2021) existen indicadores que se reportan los principales participantes y cuál es su generación de energía en el país en función de potencia medida en MW por sector como se muestra en la **Figura 1** existe un incremento en generación de energía en el sector hidráulico, mas no en las demás fuentes de energía ya que estas mantienen su capacidad generativa en el transcurso de los años, en

un contraste entre la potencia nominal y la potencia efectiva que se evidencia en la **Figura 2** podemos ver en la existe un decremento en los valores de generación ya que la potencia efectiva nos indica la cantidad real de energía que cada sector puede producir, incluyendo las pérdidas que cada uno sugiere tener.

Figura 1
Potencia nominal en Generación de Energía Eléctrica

	Feb 2021 (MW)	2020 (MW)	2019 (MW)
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.712,29	8.712,29	8.685,01
Renovable	5.299,09	5.299,09	5.276,74
Hidráulica 	5.098,75	5.098,75	5.076,40
Eólica 	21,15	21,15	21,15
Fotovoltaica 	27,63	27,63	27,63
Biomasa 	144,30	144,30	144,30
Biogás 	7,26	7,26	7,26

Nota: Extraído de (Panorama Eléctrico, 2021, pág. 11)

Las pérdidas que se pueden generar dentro de estos sistemas se deben principalmente a factores relacionados con los conductores y el factor de potencia que en todos los casos son regulados por el proveedor de energía de cada provincia, en caso de que este factor de potencia sea menor a 1, existen penalidades del servicio eléctrico, tal como lo dice (ARCONEL, 2015) en el punto 10, las penalidades serán calculadas en base al siguiente factor:

$$Bfp = \left(\frac{0,92}{fpr} \right) - 1 \quad (1)$$

Donde:

- **Bfp: Factor de penalización por bajo factor de potencia**
- **Fpr: Factor de potencia registrado**

Luego del cálculo de este factor de penalización y si el factor es menos a 0,60 el servicio deberá ser suspendido sin antes realizar una notificación y en caso de que se lo quiera volver a conseguir se debe adecuar las instalaciones con la finalidad de superar el límite establecido.

Figura 2

Potencia efectiva en Generación de Energía Eléctrica

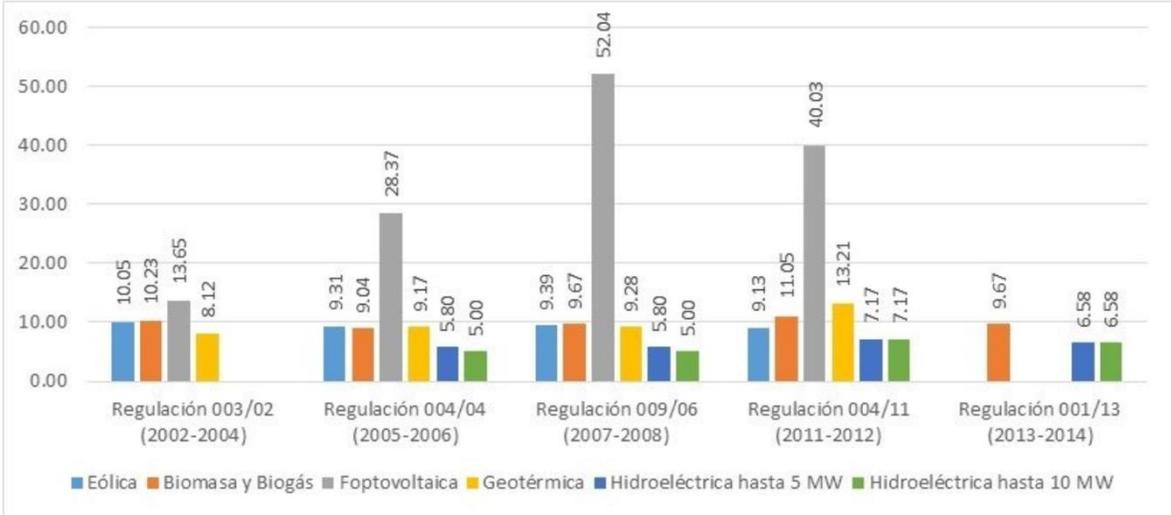
	Feb 2021 (MW)	2020 (MW)	2019 (MW)
Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.095,25	8.095,25	8.072,81
Renovable	5.254,95	5.254,95	5.237,42
Hidráulica 	5.064,16	5.064,16	5.046,63
Eólica 	21,15	21,15	21,15
Fotovoltaica 	26,74	26,74	26,74
Biomasa 	136,40	136,40	136,40
Biogás 	6,50	6,50	6,50

Nota: Extraído de (Panorama Eléctrico, 2021, pág. 11)

Los costos de generación de cada sector de generación tienen su propia regulación vigente como lo dice (Miranda, 2020) en base a procedimientos para calificar y obtener un título habilitante, cabe destacar que esta regulación está limitada en capacidades instaladas no mayores a 50MW. Así mismo como se puede apreciar en los costos de generación de energía eléctrica difieren en gran sentido según cada sector ya que no se regulan las

políticas de conservación ambiental o no se conocen los incentivos que los mismos órganos reguladores están dispuestos a entregar.

Figura 3
Precios de energía renovable en Ecuador



Nota: Extraído de (ResearchGate, 2018)

Antecedentes

El Hospital de Especialidades Carlos Andrade Marín siendo el centro de servicios de salud más grande del país brinda servicios de tercer nivel a todos los afiliados a la seguridad social en enfermedades que tienen una complejidad moderada a severa, es por esto que no se puede prescindir del servicio eléctrico en ningún momento, menos aún en áreas críticas, que son consideradas lugares de alto riesgo según (CNDH, 2020) y establecen que estas áreas pueden ser quirófanos, salas de parto, urgencias, central de esterilización, unidad de diálisis, áreas de producción de soluciones parenterales y terapia intensiva.

Actualmente el HCAM depende del Sistema Nacional Interconectado (SNI) es abastecida por la central hidroeléctrica Manduriacu, la cual abastece con 65MW de

potencia , esta central está ubicada entre las provincias de Pichincha e Imbabura y aprovecha los caudales del río Guallabamba, lo cual representa un caudal medio anual de 168,9 m³/s y según (Ministerio de Energía y Minas, 2022) la generación de esta fuente beneficia a más de 10 mil habitantes incluyendo las industrias más importantes ubicadas dentro de estas provincias de alta influencia en la economía del país.

Se tiene como antecedente el trabajo realizado por (Morocho, 2020) en donde se levanta la carga instalada en el hospital y se pretende estimar la calidad de esta carga mediante un análisis minucioso de tipo ingenieril enfocado a la parte eléctrica, pero que nos da un amplio esquema del funcionamiento actual de estas cámaras de transformación.

Justificación

La presente investigación se considera **importante** para el hospital pues le permitirá a la institución contar con una fuente alternativa de respaldo energético por fuentes renovables que le permitan garantizar un servicio ininterrumpido a las áreas críticas ubicadas en el servicio, contribuyendo al cuidado medioambiental.

El desarrollo de la propuesta planteada posee un **impacto** dentro de la organización al permitirle contar con una fuente alternativa de energía encaminada a brindar un servicio ininterrumpido sin ocasionar daños medioambientales al no utilizarse combustible Diesel.

La investigación se considera de **utilidad** para la organización, pues le permitirá a la misma contar con un proyecto eléctrico de respaldo a las áreas críticas del mismo con el empleo de fuentes renovables no contaminantes al medio ambiente.

La presente investigación tiene como **beneficiarios** al hospital, pues le permitirá brindar un servicio ininterrumpido a los pacientes hospitalizados en cada una de las áreas

críticas alimentadas por la fuente de respaldo energético, contribuyendo de manera directa en la estabilidad de la vida de los pacientes.

Este proyecto se considera **factible** ya que cuenta con la apertura por parte de la alta directiva de la organización brindando todas las facilidades requeridas para llevar a buen término la investigación.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar un sistema de respaldo por energías renovables, mediante un estudio de factibilidad técnico-ingenieril que garantice la continuidad del servicio eléctrico en las áreas críticas del Hospital Carlos Andrade Marín.

Objetivos Específicos

- Realizar un levantamiento de la carga eléctrica instalada en las áreas mencionadas, mediante la identificación in situ de sus parámetros nominales, con la finalidad de conocer la capacidad requerida del sistema.
- Evaluar las diferentes fuentes de energía renovable existentes, mediante el uso de herramientas de ingeniería industrial, identificando la fuente renovable adecuada como respaldo energético.
- Proponer un sistema de respaldo energético, mediante la utilización de la fuente renovable seleccionada granizando un respaldo energético en las áreas críticas del servicio.

CAPITULO II

Ingeniería del proyecto

Diagnóstico de la situación actual de la empresa

En base al análisis de estudios previos en la organización y con el acompañamiento de los operarios del sistema de energización del sistema eléctrico, se pudieron identificar las principales problemáticas que presenta el hospital que están estrechamente relacionadas con el estudio actual, estos inconvenientes se pueden detallar a continuación:

- Inexistencia de un sistema de respaldo por energías renovables
- Grupo electrógeno Diesel con deficiente mantenimiento
- Constantes interrupciones del servicio eléctrico
- Deterioro del diodo Zener en dispositivos electrónicos

Inexistencia de un sistema de respaldo por energía renovables

Se pudo evidenciar que el sistema de respaldo en caso de presentarse fallas del Sistema Nacional Inter conectando (SNI), es un sistema electrógeno Diesel por lo que se debe gestionar la compra de este combustible que además no cuenta con un sistema adecuado de almacenamiento que se puede evidenciar en el **Anexo 2** y **Anexo 3** en donde se puede evidenciar reservorios de almacenamiento de combustible de los 3 generadores que alimentan a las áreas seleccionadas, el tanque de almacenamiento se encuentra averiado ya que no cuentan con un sistema de bombeo que deposite el combustible desde el tanque hacia el generador por lo que es necesario rellenar el sistema de generadores de manera manual y se deben verificar los niveles de manera manual.

Como se puede evidenciar en el Anexo 1 , el sistema electrógeno Diesel es el que se encuentra interconectado a la línea de distribución eléctrica que suple la demanda de las áreas críticas en caso de cortes del servicio nacional o una falla repentina, además en los **Anexo 8, Anexo 7** donde se puede evidenciar el sistema electrógeno que consta de 2 generadores (color amarillo, numerado).

Grupo electrógeno Diesel con deficiente mantenimiento

El programa de mantenimiento del grupo electrógeno es muy limitado por varias razones, mismas que se detallan a continuación:

- Periodos de mantenimiento muy extensos
- Inexistencia de repuestos del mismo origen o marca del generador
- Poca o nula experticia por parte de los operarios en el mantenimiento de equipos.
- Longevidad de los generadores causa problemas de fiabilidad

Esto genera que las averías sean muy frecuentes, esto se evidencia en gran manera en la contaminación auditiva que emiten estos equipos , además de fugas de aceite contantes, , los mantenimientos se limitan a ser correctivos, es decir se realizan en cuanto exista una falla en el momento, además según (SERCOP, 2023), en el Capítulo VII, art 109 indica que las entidades públicas no podrán incluir dentro las especificaciones técnicas para la adquisición marcas específicas , esto hace que la compra de repuestos no sea controlada y los costos de los suministros sea mucho más elevada, esto se evidencia en la bitácora de registros que lleva el personal de mantenimiento en el que se evidencia el tipo de falla ocurrido en un intervalo de 1 año de actividad de los generadores.

Tabla 2*Descripción de fallas en función del problema a través del tiempo*

Problema	Cantidad de ocurrencias en minutos	Descripción de la falla
Fallo sistema de arranque	12	Problemas en el motor de arranque
Sobrecalentamiento	3	Exceso de temperatura debido a problemas en el sistema de refrigeración
Bajo nivel de aceite	4	Niveles de aceite por debajo de lo recomendado por fugas o falta de cambios regulares
Fugas de combustible	2	Conexiones sueltas o sellos desgastados
Atasco en filtros de aire	2	Filtros sucios que restringen el paso de aire
Desgaste de bandas	2	Bandas de transmisión desgastadas o mal ajustadas
Problemas eléctricos	24	Fallas en el alternador, cableado defectuoso o conexiones sueltas
Fallos en el alternador	6	Alternador obsoleto
Ruidos inusuales	5	Ruidos o vibraciones debido a componentes sueltos o desgastados.
Problemas con el regulador de voltaje	13	Regulador de voltaje causa fluctuaciones en salida de energía.

Problemas con la batería 12

Batería sin ácido no arranca por que el sistema no se encuentra prendido de manera contante.

Nota: Elaborado por el investigador en base a datos de la bitácora de mantenimientos de equipos industriales durante el año 2023.

Con estos datos se puede analizar los valores de cada ocurrencia y podemos utilizar una herramienta ingenieril muy útil para analizar como lo es el diagrama de Pareto que nos permite agrupar incidencia de fallos y atacar los principales problemas que se presentan en los generadores, como podemos observar en la **Tabla 2**, los problemas eléctricos que nos causan el 80% de los problemas, este análisis es concebido mediante el uso de las frecuencias y el porcentaje acumulado que se obtiene así:

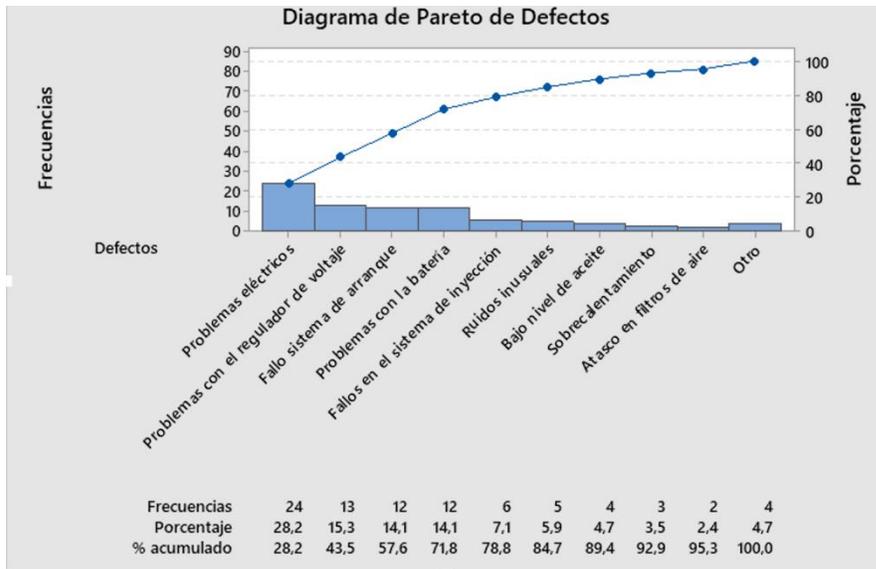
$$\frac{\textit{Frecuencia}}{\textit{Total de frecuencia}} \times 100\% \quad (2)$$

Con esto obtenemos los valores porcentuales para luego calcular los porcentajes acumulados con los que podemos obtener el porcentaje acumulado así:

$$\% \textit{ de una categoria} = \frac{\textit{su frecuencia}}{\textit{Total de frecuencia}} \times 100\% \quad (3)$$

Finalmente se delinea el diagrama insertando los datos en forma descendente para ubicar las barras que serán intersecadas por una línea que indicará las prioridades a trabajar que principalmente representará que el 20% de los esfuerzos podrán solucionar el 80% de los problemas de la empresa.

Figura 4
Diagrama de Pareto Problemas en generadores



Nota: Elaborado por el autor mediante el software Minitab19 a partir de los datos proporcionados por la organización con respecto a fallos detectados, el diagrama muestra la incidencia de fallos con respecto al porcentaje de ocurrencia, 2024.

En cuanto a los periodos de mantenimiento estos son muy planificados en un tiempo muy extenso en función de su complejidad y la prevalencia de fallas que se pueden presentar en cuanto a un sistema en constante para que solo funciona cuando el sistema interconectado nacional (SIN), además esto se puede evidenciar ya que mediante un estudio de confiabilidad de los equipos de generación eléctrica por Diesel se pudo evidenciar que la confiabilidad del equipo antes mencionado en base a las siguientes fichas técnicas de los equipos.

Tabla 3*Ficha técnica generador 1***Generador Principal 1**

Marca:	DEUTZ	Modelo.	F6L912	Serie:	6637251
Potencia:	78 HP	Voltaje:	127 / 220	Combustible:	Diesel
RPM	1800	Frecuencia:	60		



Nota: Se muestra el generador 1 instalado en el hospital, elaborado por el investigador a partir de los datos de la ficha técnica del equipo.

Tabla 4*Ficha técnica generador 2***Generador Principal 2**

Marca:	DEUTZ	Modelo.	F6L912	Serie:	6637251
Potencia:	78 HP	Voltaje:	127 / 220	Combustible:	Diesel
RPM	1800	Frecuencia:	60		



Nota: Se muestra el generador 2 instalado en el hospital, elaborado por el investigador a partir de los datos de la ficha técnica del equipo.

En base los datos de las fichas de los equipos y el histórico de fallas y con la guía técnica y metodología de mantenimiento sustentada en la confiabilidad (RCM) según (Omar Campos López, 2019) en el que se sustentan los parámetros necesarios para determinar el número prioritario de riesgo (NPR) de un equipo para acciones preventivas o correctivas según sea el caso tal y como se establece en la normativa (ISO, 2016, pág. 243) (Ver **Anexo 19**) se puede determinar los pasos para evaluar el NPR.

Tabla 5
Modos y causas de falla con metodología OREDA

Falla Funcional	Modo de Falla	Causa de falla	Porcentaje de la tasa de falla
Sistema electrógeno no enciente	Paro inesperado	Fallo en el sistema de arranque	14,11%
		Fallo en el sistema eléctrico	28,23%
		Fallo en el regulador de voltaje	15,29%
		Batería no arranca	14,11%
		Problemas con alternador	7,05%

Nota: Elaborado por el autor en base a **Tabla 2** para determinar porcentajes de falla

El modo de falla del sistema representa al 78% de las fallas posibles como se evidencia en la **Tabla 5**, con esto podemos evaluar los diferentes criterios para determinar el NPR que se consideran indispensables para el RCM.

Figura 5
Criterio de detectabilidad (D)

Nivel	Criterio
4	No hay probabilidad de detectar causas de falla potenciales a tiempo, se puede llegar a falla funcional
3	Baja probabilidad de detectar causas de falla potenciales y corregirlas a tiempo
2	Mediana probabilidad de detectar causas de falla potenciales y corregirlas a tiempo
1	Causa de falla potencial fácilmente detectable y corregida durante la operación

Nota: Extraído de (*Omar Campos López, 2019*)

Figura 6
Criterio de severidad (S)

Nivel	Criterio
4	Efectos críticos en la seguridad o en el medio ambiente, pueden existir lesiones, muertes o efectos irreversibles en el medio ambiente
3	Efectos importantes en la capacidad productiva, hay pérdidas económicas importantes por tiempo de paro y/o reparación
2	Efecto leve en la capacidad productiva, hay pérdidas económicas leves por tiempo de paro o reparación
1	No hay efectos operativos ni pérdidas importantes

Nota: Extraído de (*Omar Campos López, 2019*)

Figura 7
Criterio de ocurrencia (O)

Nivel	Criterio
4	Pueden ocurrir varias fallas al año (Tasa de fallas ≥ 1 fallas/año)
3	$0.3 < \text{Tasa de fallas} < 1$ (fallas/año)
2	$0.1 < \text{Tasa de fallas} \leq 0.3$ (fallas/año)
1	Tasa de fallas ≤ 0.1 (fallas/año)

Nota: Extraído de (*Omar Campos López, 2019*)

Tabla 6

Determinación de NPR

Falla Funcional	Modo de falla	Causa de falla	Efecto de falla	D	S	O	NPR	Categoría de consecuencia
Sistema electrógeno no enciente	Paro inesperado	Sistema de arranque	La falla es inminente en cuanto a que el sistema no se encuentra en trabajo	2	3	2	12	Consecuencia de tipo Seguridad en categoría severa
		Sistema eléctrico Regulador de voltaje Bateria alternador	constante, se utiliza en base a la necesidad por lo que existen periodos de uso poco constantes pero su uso es crucial en su corto funcionamiento					

Nota: Elaborado por el autor en base a los criterios de las *Figura 5* *Figura 6* *Figura 7* para determinar el NPR y ubicar la consecuencia.

En este análisis se puede concluir que un NPR es relativamente bajo, lo que indica que son fallas detectables y tienen consecuencias moderadas a severas sin embargo es importante no subestimar los riesgos y considerar las posibles implicaciones de cualquier fallo operacional que se pueda presentar durante el uso de este sistema, más allá de su utilización en tiempos o intervalos de tiempo relativamente cortos.

Los criterios establecidos para la realización de este análisis fueron basados en la norma SAE JA 1011 (*SAE, 2011*)(Ver *Anexo 18*), mismo que determina los criterios

mínimos para la evaluación y dimensionamiento de procesos de mantenimientos basados en la confiabilidad (RCM), estos criterios responden a ciertos estándares internacionales para que el proceso de mantenimiento sea consensuado entre profesionales en el área de protección de maquinaria industrial (*CONSCIOUS RELIABILITY, 2024*).

Se establecen además criterios de obsolescencia que pueden determinar si los equipos han cumplido con su vida útil o pueden causar un efecto negativo hacia el medio ambiente o no responde a criterios de avance tecnológico adecuado, con este precedente podemos establecer los siguientes parámetros para evaluar la obsolescencia, según (Moreno, 2022) estos criterios corresponden a:

- Cumplimiento de vida útil
- Incapacidad de producción
- Avance tecnológico
- Ambiente y Seguridad
- Disponibilidad de repuestos

Tabla 7
Análisis de parámetros de obsolescencia

Criterio	Análisis	Aplicabilidad
Cumplimiento de vida útil	Cuando un equipo presenta un evidente nivel de desgaste, normalmente le fabricante indica la vida útil del equipo	En el caso de los generadores marca DEUTZ el fabricante indica una vida útil de 20 años, lo que se traduce a 10,000 a 20,000 de operación
Incapacidad de producción	Cuando el equipo no cumple con los parámetros	El equipo no cumple con los parámetros nominales

	establecidos para el que fue diseñado	de operación por diversas fallas
Avance tecnológico	Descubrimiento de nuevos procedimientos de producción o perfeccionamiento del proceso	El sistema electrógeno responde a una tecnología anticuada basada en la quema de combustibles fósiles
Ambiente y Seguridad	Se busca maximizar el cumplimiento de normas como la ISO 45001 y 14001	Se producen emisiones de CO2 en cuanto a la operación y representan un peligro para el operador
Indisponibilidad de repuestos	El fabricante de dicho equipo no garantiza el suministro o la organización no utiliza los repuestos adecuados	Al ser una marca alemana no se disponen de distribuidores autorizados dentro del país y las entidades públicas no pueden optar por proveedores encaminadas a marcas en específico

Nota: Elaborado por el autor en base a los criterios de *(Moreno, 2022)* adaptados para la investigación actual.

Figura 8
Evaluación de obsolescencia en equipamiento

Equipo	CUMPLIMIENTO VIDA UTIL			INCAPACIDAD DE PRODUCCIÓN			INDISPONIBILIDAD DE REPUESTOS			AVANCE TECNOLÓGICO			AMBIENTE Y SEGURIDAD			TOTAL 0-100%
	NB	NM	NA	NB	NM	NA	NB	NM	NA	NB	NM	NA	NB	NM	NA	
	0%	10%	20%	0%	10%	20%	0%	10%	20%	0%	10%	20%	0%	10%	20%	
GENERADOR DEUTZ 1																80%
GENERADOR DEUTZ 2																80%

Nota: Elaborado por el autor en base a criterios de evaluación de obsolescencia **Figura 9**, en donde NB (Nivel bajo 0%), NM (Nivel medido 10%), NA (Nivel alto 20%)

Figura 9
Criterios de obsolescencia

Criterios Ponderados de Obsolescencia	Ponderación	Nivel	Criterios	
			Evaluar Reemplazo	Acciones
0%	Bajo	$0 > ER \leq 30$	No Tomar Correctivos (Ausencia del Criterio)	
			No Tomar Decisiones que Afecte el Equipo y la Producción de Bienes	
10%	Medio	$30 > ER \leq 60$	Mejora Sustancial del Equipo	
			Paliativos cuando sea Técnica y Económicamente Factible	
20%	Alto	$60 > ER \leq 100$	Correctivos Inmediatos (Reemplazar, Repotenciar, Mejoramiento)	
			Tomar Decisiones para la Continuidad Operativa Deseada	

Nota: Extraído de (*Moreno, 2022*)

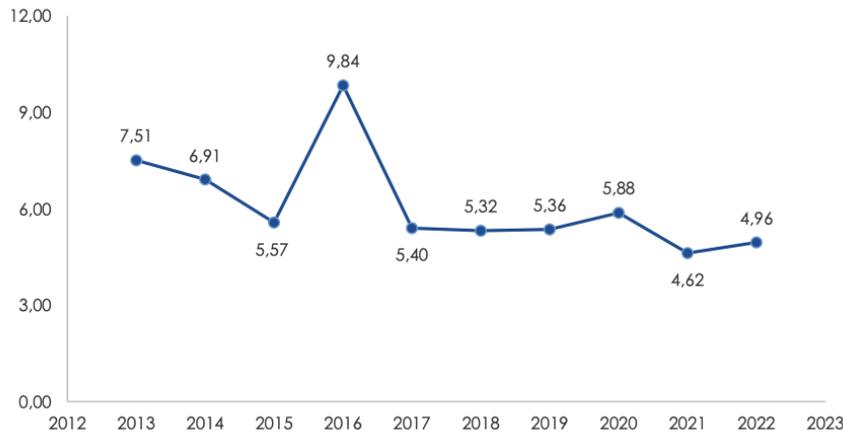
Constantes interrupciones del servicio eléctrico

Se han producido interrupciones en la red de abastecimiento eléctrico ocasionando la necesidad del uso del grupo electrógeno Diesel, esto se debe a un racionamiento de uso energético a gran escala nacional, este racionamiento que según (Infobae, 2023) solo a nivel provincial generaría un concepto de pérdidas de \$2,6 millones ya que afectan a distintos sectores productivos.

Estos cortes producen problemas como falta de iluminación, problemas en refrigeración así como también los sistemas electrónicos de pago, a nivel industrial y específicamente un hospital, este problema puede ser crucial entre la vida y la muerte ya que el uso energético está estrechamente relacionado con equipos de soporte vital en los pacientes además de medicinas que requieren refrigeración, y entornos que requieren una iluminación adecuada para el tratamiento de distintas enfermedades asociadas a la salud.

Mediante el informe emitido por el ente rector a escala nacional (CENACE, 2022) en el cual se obtuvo las horas equivalentes de desconexión en horas, como se puede apreciar en la **Figura 10**.

Figura 10
Horas equivalentes de desconexión, 2013-2022



Nota: Extraído de (CENACE, 2022, pág. 65)

Como se puede observar, existe una evidente fluctuación en la desconexión del servicio en cada año, esto se da por una ineficiente gestión y control del recurso energético, así como una distorsión del uso de recursos públicos.

Deterioro del Diodo Zener en dispositivos electrónicos

El Diodo Zener es un dispositivo que protege a los circuitos de sobretensiones, en los sistemas electrónicos, además hacen que la onda sinusoidal se mantenga con una armonía contante que permite una casi nula variación de corriente en el sistema, entre algunas de las causas del deterioro del Diodo Zener podemos identificar los siguientes:

- **Sobretensiones y picos de voltaje:** Sucede por un efecto avalancha que puede llevar a un deterioro progresivo cuando los picos de voltaje superan la capacidad de manejo para las que diodo fue dimensionado.
- **Calor y condiciones ambientales:** Las condiciones ambientales adversas aumentan el envejecimiento del diodo, esto a una mala disipación del calor lo que lo expone a un daño más inmediato.
- **Corrientes excesivas:** Sucede cuando las corrientes para las que fue diseñada el dispositivo de protección exceden su capacidad nominal y ya no mantiene un voltaje constante, además de una polaridad inversa prolongada que hace que la sobrecarga aumente.

(ELECTROPREGUNTAS, 2020)

Las consecuencias son muy variadas dentro de la industria de la electrónica puesto que es un mundo muy amplio de estudio, pero en cuanto a la presente investigación tiene principalmente 2 aristas que determinan un riesgo alto ya que son equipos de asistencia vital que suponen una utilidad del 100% de su capacidad, estas dos consecuencias responden a:

- **Fallo en equipos médicos:** La pérdida de la regulación del voltaje causa un mal funcionamiento de equipos médicos críticos como monitores de signos vitales, equipos de asistencia respiratoria, desfibriladores o monitores multiparámetros que necesitan una calibración y medición de parámetros precisas ya que, al tener lecturas imprecisas o fallas de los equipos, se puede dar un mal diagnóstico y posterior tratamiento al problema.

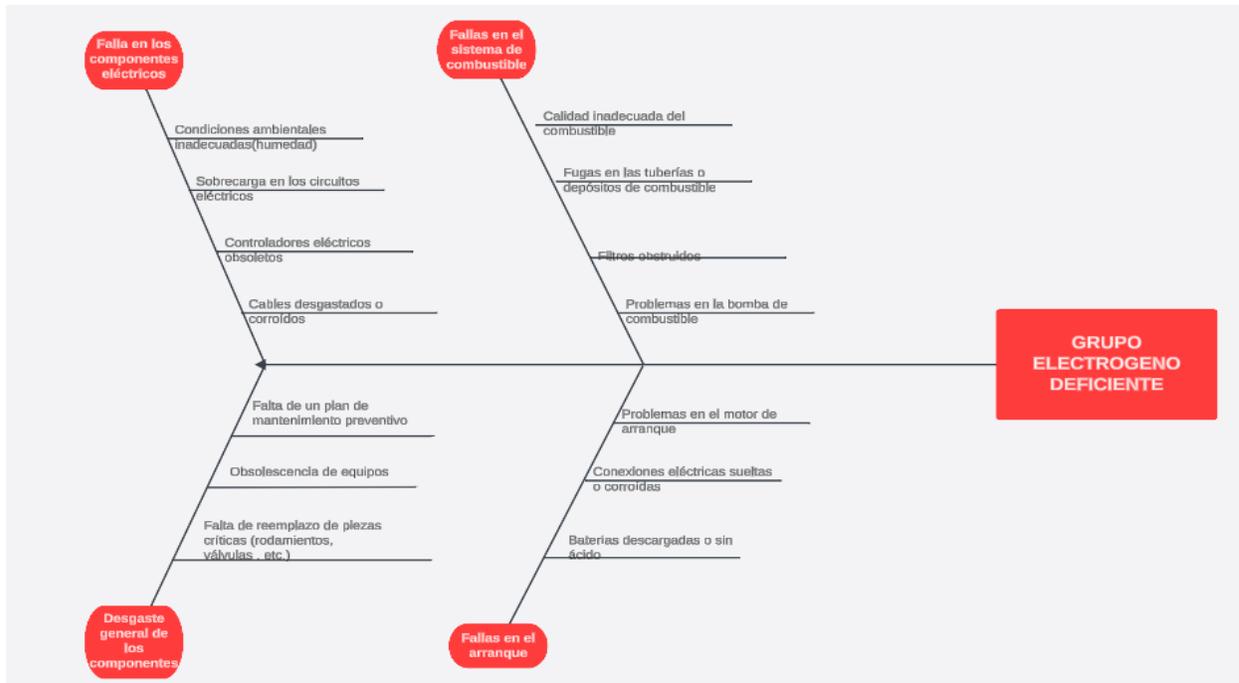
- Costos de mantenimiento y reparación: La necesidad de reemplazar los diodos Zener deteriorados supone un alto costo de mantenimiento e inactividad del equipo afectando la productividad de la unidad médica.

(ELECTROSITIO, 2020)

Las causas explicadas anteriormente reflejan la situación de la organización e inciden en la afectación del servicio eléctrico. Así mismo se plantea el requerimiento del uso de una fuente alternativa de energía renovable con la consigna de asegurar la continuidad del servicio eléctrico teniendo en cuenta que se deben reducir la cantidad de interrupciones y el tiempo en el que estas interrupciones se presentan, para esto se elabora un diagrama de causa efecto para identificar el desglose de las causas raíz que nos llevan al problema general tal como se evidencia en la en donde se puede evidenciar como es que el grupo electrógeno no dispone de una adecuada sistematización de procesos para convertirse en una solución eficaz que sea capaz de suministrar la carga necesaria sin causar un efecto negativo al medio ambiente.

Figura 11

Diagrama Ishikawa de Grupo electrógeno Deficiente



m

Nota: Diagrama Ishikawa en función de modos de falla y análisis de confiabilidad del mantenimiento (RCM), Elaborado por el autor.

Podemos observar cada uno de los motivos que nos indican la interrelación con la escasez de mediciones por equipos con alta obsolescencia, así como ambientes ruidosos, personal inexistente o sin capacitación, ausencia de manuales de operatividad y demás condiciones fallidas del entorno donde trabaja los equipos electrogenos Diesel.

Figura 12
Método de los 5 porqués

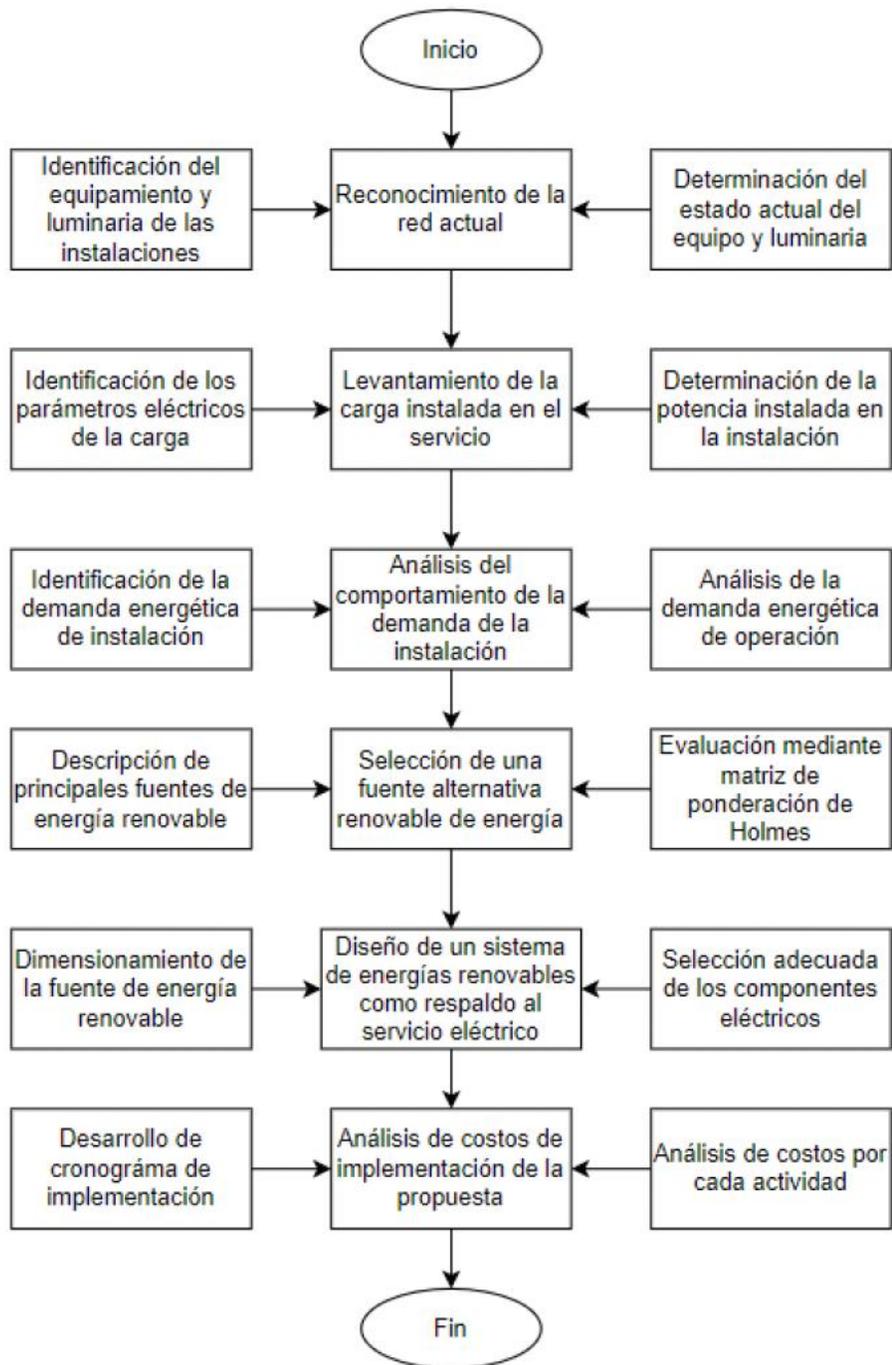


Nota: Elaborado por el autor en base a los criterios del personal operativo.

Modelo Operativo

En base al cumplimiento de los requisitos establecidos para abordar los proyectos formativos encaminados a dar solución al problema establecido se propone el modelo operativo descrito en la, que dará un detalle del seguimiento de los pasos sistemáticos encaminados a dar una solución ingenieril acorde a las circunstancias, la modelo operativa responde a una lógica fundada y está basada en trabajos investigativos previos que son similares en cuanto a la temática y metodología de solución.

Figura 13
Modelo Operativo



Nota: Extraído de (Paul, 2022, pág. 30), en función de la secuencia de pasos para analizar y evaluar la disponibilidad del recurso hasta el análisis económico.

El modelo da inicio con el reconocimiento de la red eléctrica actual correspondiente a las áreas críticas del hospital, en este punto se pretende identificar el equipamiento correspondiente a equipos de soporte vital de pacientes que se encuentren en uso constante.

Posterior a esto se realiza el levantamiento de carga que corresponde a la red de fuerza y alumbrado mediante la toma de mediciones correspondiente a las áreas críticas seleccionadas previamente en los transformadores y seleccionar las potencias activa, aparente, reactiva e instalada.

Luego de esto debemos analizar estos valores para comparar la demanda propia de la instalación, como la de los equipos y luminarias procedentes de las áreas críticas que dependen del SNI, con esto podremos identificar cargas de luminarias y equipamiento.

Se procederá a identificar las diferentes alternativas energéticas presentes en el mercado con la finalidad de evaluar la más acorde con la situación actual de nuestra necesidad que garantice la continuidad del servicio eléctrico de manera ininterrumpida.

Después de identificar la opción de energía renovable más acorde con nuestra realidad y necesidad se procederá a diseñar el sistema de respaldo, con esto se dimensiona el servicio de la fuente y todos los componentes que integran la fuente de energía mediante la cual se proveerá de energía al sistema.

Finalmente se realizará el análisis económico correspondiente para implementar la propuesta en base al diseño antes presentado en base a la compra de los equipos necesarios para la instalación de los equipos, costos de las actividades requeridas y los parámetros diseñados dentro de normativas que nos permitan cumplir con parámetros de calidad y ambiente adecuados.

CAPÍTULO III

Propuesta y resultados esperados

Desarrollo del proyecto

Reconocimiento de la red actual

Mediante el levantamiento in Situ de la red eléctrica realizado se pudieron identificar varias áreas que corresponden a las áreas críticas o de primer orden que se encuentran inter conectadas a la red electrógena, estas áreas corresponden al 13.4% de todas las especialidades ya que el hospital cuenta con 46 especialidades esto es el 90% de todas las especialidades del país, las instalaciones antes mencionadas son áreas que no pueden rescindir del servicio eléctrico puesto que cuentan con pacientes que están conectados a soportes vitales externos y en caso de falla podría ser extremadamente crítico para la vida de una persona, las áreas mencionadas son las siguientes. Cabe señalar que el levantamiento se lo realizó en el lugar de incidencia y además se lo identificó de manera técnica en planos arquitectónicos proporcionados por el área de construcciones del HECAM, estos planos se encuentran evidenciados en los anexos (**Anexo 4**) correspondiente al área de Uci pediátrico, (**Anexo 5**) correspondiente a las áreas de Sala de operaciones, Sala de partos y Neonatología, (**Anexo 6**) correspondiente al área de Hemodiálisis. (Hospital de Especialidades Carlos Andrade Marín, 2019)

Tabla 8

Identificación de áreas críticas dentro del hospital

Área	Función
------	---------

Unidad de cuidados intensivos Adultos	Área designada al cuidado de pacientes adultos en un rango horario de 24h para control de enfermedades graves y potencialmente mortales.
Unidad de cuidados intensivos Pediátricos	Área designada al cuidado de pacientes pediátricos en un rango horario de 24h para control de enfermedades graves y potencialmente mortales.
Diálisis	Área asistencial destinada el tratamiento dialítico de pacientes adultos o pediátricos con trastornos de insuficiente renal, mieloma o enfermedades afines.
Neonatología	Área que se encarga de la asistencia y cuidado de pacientes recién nacidos, también conocidos como neonatos, las unidades neonatológicas suelen ser básicas o complejas siendo la de nuestro objeto de estudio de las más complejas y completas.
Quirófanos	Área destinada a los procedimientos quirúrgicos programados o ambulatorios.
Sala de Partos	Área destinada a dar asistencia en el parto a mujeres adultas en partos programados o ambulatorios.

Nota: Elaborado por el autor en base a las definiciones de (Asociación Española de Pediatría, 2020), (MedlinePlus, 2022), (Clínica Universidad de Navarra, 2023)

Identificación de luminarias y equipos

Todas las áreas del hospital disponen de equipamiento y luminarias, pero si analizamos las áreas críticas podemos afirmar que estos equipos no pueden tener fallas y las luminarias son clave para el tratamiento de los pacientes, con la identificación de los componentes eléctricos podemos determinar las cargas y el consumo que nos servirán de punto de partida en la elección de la fuente alternativa a seleccionar, para esto se identifican los elementos mediante las siguientes abreviaturas:

- Funcional (F): el elemento funciona de manera adecuada.
- No Funcional (NF): El elemento presenta un daño y no cumple con la funcionalidad para el que fue diseñado.

Tabla 9

Determinación de elementos y su estado actual

Área	Elemento	Cantidad	Estado	
			F	NF
UCI Adultos	Luminarias	180	180	0
	Equipos de asistencia vital	35	35	0
	Computadoras	12	12	0
UCI Pediátrico	Luminarias	26	26	0
	Equipos de asistencia vital	7	7	0
	Computadoras	7	7	0
Neonatología	Luminarias	87	87	0
	Equipos de asistencia vital	10	10	0
	Computadoras	5	5	0
Sala de Partos	Luminarias	55	55	0
	Equipos de asistencia vital	8	8	0
	Computadoras	10	10	0
Sala de Operaciones	Luminarias	60	60	0
	Equipos de asistencia vital	10	10	0
	Computadoras	10	10	0
Hemodiálisis	Luminarias	47	47	0
	Equipos de asistencia vital	10	10	0
	Computadoras	7	7	0
	Total	586	586	0

Nota: Elaborado por el autor, en el levantamiento se consideró los elementos imprescindibles de uso, mas no complementarios para el personal.

Se puede evidenciar que los elementos identificados corresponden al 100% de los equipos instalados, es decir que todos los equipos se encuentran funcionales al momento, la carga instalada está siendo utilizada en su totalidad.

Levantamiento de carga del servicio

Determinación de parámetros nominales de carga instalada

Se pretende determinar los parámetros eléctricos de todos los elementos que componen el sistema, para esto se deben revisar las placas de referencia técnica del equipo, así como de las luminarias, además se deben establecer cuáles son las medidas que se van a efectuar, cada una de estas medidas van a tener una abreviatura específica con su respectivo valor, tal como se muestra en la **Tabla 10**

Tabla 10

Parámetros de carga

Parámetro	Abreviatura	Valor expresado
Corriente	I	Amperios (A)
Voltaje	V	Voltios (V)
Corriente de línea	IL	Amperios (A)
Corriente de fase	If	Amperios (A)
Voltaje de línea	VI	Amperios (A)
Voltaje de fase	VF	Voltios (V)
Factor de potencia	Ø	Decimales

Nota: Adaptado de (Vera Mejía, 2024): Conceptos y valores eléctricos

Así mismo es importante conocer que para determinar la carga de los elementos mencionados se debe estudiar el concepto de potencia y la forma en la que se calcula la potencia y de qué manera se vincula con el levantamiento de la carga del sistema.

Potencia: Se define como la cantidad de energía eléctrica en un periodo de tiempo determinado (Corvalan, 2021). La potencia (P) se expresa como el producto del voltaje (V) y de la corriente (I) y utilizamos la fórmula:

$$P = V * I \quad (4)$$

- **Potencia Activa:** Se menciona a potencia activa como una parte de la potencia total que genera trabajo útil dentro del sistema, su unidad de medida es en Watios (W) y está normada con la nomenclatura (P), para determinar la potencia de los circuitos podemos denotar dos escenarios que dependerán del sistema y se calculan de la siguiente forma:

Potencia activa en cargas monofásicas:

$$P = V_f * I_f * \text{Cos } \phi \quad (5)$$

Donde:

P= Potencia activa en cargas monofásicas

Vf= Voltaje de fase

If= Corriente de fase

Potencia activa en cargas trifásicas:

$$P = \sqrt{3} * V_l * I_l * \text{Cos } \phi \quad (6)$$

Donde:

P= Potencia activa en cargas trifásicas

Vl= Voltaje de línea

Il= Corriente de línea

- **Potencia reactiva:** Se conoce como potencia reactiva a una parte de la potencia que no contribuye con el trabajo útil pero que fluye con el sistema y los demás

elementos reactivos. Expresamos esta potencia en Voltamperios (VAR) y lo representamos con la nomenclatura (Q), al igual que la potencia activa tenemos dos formas de calcular esta potencia en función de la necesidad de la carga y estas formas son:

Potencia reactiva en cargas monofásicas:

$$Q = V_f * I_f * \text{Sen } \phi \quad (7)$$

Donde:

Q= Potencia reactiva en cargas monofásicas

Vf= Voltaje de fase

If= Corriente de fase

Potencia activa en cargas trifásicas:

$$Q = \sqrt{3} * V_l * I_l * \text{Sen } \phi \quad (8)$$

Donde:

Q= Potencia reactiva en cargas trifásicas

Vl= Voltaje de línea

Il= Corriente de línea

- **Potencia aparente:** Al interior de los elementos de las máquinas eléctricas y sistemas de corriente alterna, podemos definir a la corriente aparente como la magnitud total de la potencia en juego, su unidad de medida son los voltamperios (VA) y lo denominamos con la nomenclatura (S), la forma de calcular esta potencia se define por:

$$S_t = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9)$$

Donde:

S_t = Potencia aparente

P = Potencia activa

Q = Potencia reactiva

Tabla 11
Levantamiento de carga

Área	Descripción	Cantidad	Voltaje	Corriente	Factor de potencia	Carga	Potencia	
							P(kW)	Q(kVAR)
UCI ADUTOS	Luminarias	180	110	0,16	0,8	Monofásica	2,534	1,497
	Equipo de soporte vital	35	110	1,36	0,8	Monofásica	4,188	2,475
	Computadoras	12	110	0,7	0,8	Monofásica	0,739	0,436
UCI PEDIÁTRICO	Luminarias	26	110	0,16	0,8	Monofásica	0,366	0,216
	Equipo de soporte vital	7	110	1,36	0,8	Monofásica	0,837	0,495
	Computadoras	7	110	0,7	0,8	Monofásica	0,430	0,254
NEONATOLOGÍA	Luminarias	87	110	0,16	0,8	Monofásica	1,224	0,723
	Equipo de soporte vital	10	110	1,36	0,8	Monofásica	1,196	0,707
	Computadoras	5	110	0,7	0,8	Monofásica	0,308	0,182
SALA DE PARTOS	Luminarias	55	110	0,16	0,8	Monofásica	0,774	0,457
	Equipo de soporte vital	8	110	1,36	0,8	Monofásica	0,957	0,565
	Computadoras	10	110	0,7	0,8	Monofásica	0,616	0,364
SALA DE OPERACIONES	Luminarias	60	110	0,16	0,8	Monofásica	0,844	0,499
	Equipo de soporte vital	10	110	1,36	0,8	Monofásica	1,196	0,707
	Computadoras	10	110	0,7	0,8	Monofásica	0,616	0,364

HEMODIÁLISIS	Luminarias	47	110	0,16	0,8	Monofásica	0,661	0,390
	Equipo de soporte vital	10	110	1,36	0,8	Monofásica	1,196	0,707
	Computadoras	7	110	0,7	0,8	Monofásica	0,430	0,254
TOTAL		586					19,112	11,292

Nota: Elaborado por el Autor en base al levantamiento realizado de cada elemento identificado en cada área o servicio, las cargas identificadas corresponden a la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

- **Potencia instalada en el establecimiento seleccionado**

Luego de realizar el levantamiento de la carga, podemos determinar la potencia activa y reactiva total, con esto obtuvimos:

Potencia activa:

$$P_T = \sum_{i=1}^n P_i \quad (10)$$

$$P_T = 19,112$$

Potencia reactiva

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (11)$$

$$Q_T = 11,292$$

Potencia aparente:

$$S_t = \sqrt{P_t^2 + Q_t^2} \quad (12)$$

$$S_t = \sqrt{(19,112)^2 + (11,292)^2}$$

$$S_t = 22,198$$

Comportamiento de la demanda energética

Tabla 12
Consumo en función del tiempo

Área	Descripción	Potencia (kW)	Horas semanales	Energía semanal (kW/h)	Energía diaria (kW/h)	Consumo diario (14 horas)
UCI ADUTOS	Luminarias	2,534	168	425,712	53,214	35,476
	Equipo de soporte vital	4,188	168	703,584	87,948	58,632
	Computadoras	0,739	168	124,152	15,519	10,346
UCI PEDIÁTRICO	Luminarias	0,366	168	61,488	7,686	5,124
	Equipo de soporte vital	0,837	168	140,616	17,577	11,718
	Computadoras	0,430	168	72,24	9,03	6,02
NEONATOLOGÍA	Luminarias	1,224	168	205,632	25,704	17,136
	Equipo de soporte vital	1,196	168	200,928	25,116	16,744
	Computadoras	0,308	168	51,744	6,468	4,312
SALA DE PARTOS	Luminarias	0,774	168	130,032	16,254	10,836
	Equipo de soporte vital	0,957	168	160,776	20,097	13,398
	Computadoras	0,616	168	103,488	12,936	8,624
SALA DE OPERACIONES	Luminarias	0,844	168	141,792	17,724	11,816
	Equipo de soporte vital	1,196	168	200,928	25,116	16,744
	Computadoras	0,616	168	103,488	12,936	8,624

HEMODIÁLISIS	Luminarias	0,661	168	111,048	13,881	9,254
	Equipo de soporte vital	1,196	168	200,928	25,116	16,744
	Computadoras	0,430	168	72,24	9,03	6,02
	TOTAL			3210,816	368,41	267,568

Nota: Elaborado por el autor en base a datos de **Tabla 11** para determinar el consumo a lo largo del tiempo de consumo y la cantidad de elementos existentes y el consumo diurno que para el caso de Ecuador se considera 08:00 am hasta las 22:00 pm considerado por el regulador nacional (Secretaria General ARCERNNR, 2024).

Análisis de fuentes alternativa de energía

Se pretende seleccionar una fuente adecuada de energía renovable, para esto realizamos el estudio de los diferentes tipos de energías con base a diferentes parámetros, ventajas, desventajas, costos y diferentes condiciones, para esto se proceden a evaluar los siguientes aspectos:

Forma de generación: Se establece la metodología para el aprovechamiento de los recursos naturales y generar energía eléctrica en base a estudios realizados de pertinencia del uso de energías. (Guarderas, 2022)

Rendimiento: Se evalúan diferentes características para evaluar: vida útil, eficiencia, modalidad de generación y costos de cada tipo en función de la fuente a dimensionar con respecto a la cantidad de potencia requerida. (Figuroa-Moctezuma, 2022)

Costo de producción por tipo: Se establecen tarifas de generación controladas por (CENACE, 2022) en donde se identifican los lineamientos económicos vigentes para utilizar un tipo de energía determinado generalmente el costo del servicio varía en función del tipo de cliente, es decir si se trata de un cliente residencial o industrial, y el consumo que dispone, además del horario de consumo ya que si este consumo se lo realiza en horario pico tiene un costo más elevado, (Secretaria General ARCERNNR, 2024) establece tarifarios en un pliego de cualidades con respecto al tipo de cliente vigentes al año 2024.

Componentes: Se especifica el tipo de componentes a utilizar dentro del diseño proporcionado y los sistemas necesarios requeridos para la generación energética requerida.

Condiciones para instalar: Se establecen las medidas mínimas que deber tener tanto el espacio físico como el costo de cada tipo de generación.

Ventajas y desventajas: Se establecen las fortalezas y debilidades que tiene cada sistema asociadas a la implementación en comparación con fuentes de generación más comunes o típicamente utilizadas en el mercado.

Energía Hidroeléctrica

Tabla 13
Caracterización energía hidroeléctrica

Aspecto	Descripción
Forma de generación	Aprovechamiento del flujo de agua para convertir la energía cinética en energía eléctrica.
Rendimiento	90% al 96%
Componentes necesarios	Presas, embalses, turbinas hidráulicas, generadores, canales de conducción.
Condiciones para instalar	Disponibilidad de recursos hídricos (ríos, embalses), terrenos adecuados para la construcción de infraestructura.
Costo de generación	7.93 centavos de dólar por kWh
Ventajas	Alta eficiencia, tecnología madura, sostenibilidad ambiental.
Desventajas	Alto impacto ambiental, costos y plazos de construcción elevados, vulnerabilidad climática.

Nota: Elaborado por el autor en base a (El Universo , 2020), se expresa las características principales del sistema de generación hidroeléctrico.

Energía eólica

Tabla 14
Caracterización energía eólica

Aspecto	Descripción
----------------	--------------------

Forma de generación	Conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores.
Rendimiento	30% al 50%
Componentes necesarios	Aerogeneradores, torres, sistemas de control y ajuste, inversores.
Condiciones para instalar	Áreas con vientos fuertes y constantes, terrenos abiertos, preferentemente lejos de áreas residenciales.
Costo de generación	7.31 centavos de dólar por kWh
Ventajas	Bajo impacto ambiental, costos operativos bajos, desarrollo sostenible.
Desventajas	Alta inversión inicial, intermitencia del viento, impacto en la vida silvestre.

Nota: Elaborado por el autor, se expresa las características principales del sistema de generación eólico.

Energía geotérmica

Tabla 15
Caracterización energía geotérmica

Aspecto	Descripción
Forma de generación	Aprovechamiento del calor almacenado bajo la superficie terrestre para generar electricidad.
Rendimiento	30% al 40%
Componentes necesarios	Perforación de pozos, turbinas de vapor, sistemas de reinyección, generadores.
Condiciones para instalar	Zonas con actividad geotérmica, disponibilidad de recursos geotérmicos.
Costo de generación	37.12 centavos de dólar por kWh
Ventajas	Eficiencia energética, larga vida útil, bajo impacto ambiental.
Desventajas	Alta inversión inicial, ubicación geográfica limitada, riesgo de agotamiento de recursos.

Nota: Elaborado por el autor, se expresa las características principales del sistema de generación geotérmico.

Energía fotovoltaica

Tabla 16

Caracterización energía fotovoltaica

Aspecto	Descripción
Forma de generación	Conversión de la luz solar en electricidad mediante células fotovoltaicas.
Rendimiento	10% al 24%
Componentes necesarios	Paneles solares, inversores, sistemas de montaje, baterías (para almacenamiento).
Condiciones para instalar	Áreas con alta radiación solar, techos o terrenos adecuados para la instalación de paneles.
Costo de generación	33.35 centavos de dólar por kWh
Ventajas	Bajo costo de mantenimiento, independencia energética, versatilidad y escalabilidad.
Desventajas	Alta inversión inicial, dependencia climática, desafíos en almacenamiento de energía.

Nota: Elaborado por el autor, se expresa las características principales del sistema de generación fotovoltaico.

Energía de biomasa

Tabla 17

Caracterización energía de biomasa

Aspecto	Descripción
Forma de generación	Conversión de materiales orgánicos (residuos agrícolas y forestales) en electricidad mediante combustión directa o digestión anaeróbica.
Rendimiento	25% al 40%
Componentes necesarios	Caldera de biomasa, turbina de vapor, generador, sistemas de recolección y procesamiento de biomasa.
Condiciones para instalar	Disponibilidad de biomasa, infraestructura para recolección y procesamiento de residuos orgánicos.

Costo de generación	15 centavos de dólar por kWh
Ventajas	Reducción de residuos, diversificación energética, contribución a la gestión de residuos.
Desventajas	Alto consumo de agua, baja eficiencia energética, accesibilidad a recursos y distribución.

Nota: Elaborado por el autor en base a (Quenoticias, 2021), se expresa las características principales del sistema de generación de biomasa.

Para determinar cuál tipo de energía alternativa es la mejor opción para satisfacer la demanda energética de la empresa, se utilizará el método de criterios ponderados de Holmes, considerando las características mencionadas en las tablas anteriores. Esto incluye las siguientes etapas:

1. Definir el objetivo de la matriz:

La planificación se enfoca en desarrollar una matriz con el objetivo de identificar la fuente de energía renovable alternativa más adecuada que cumpla de manera óptima con los requisitos necesarios para la generación eléctrica en la empresa textil. Este proceso se realiza con el fin de garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Las alternativas y los criterios de evaluación se seleccionarán estratégicamente alineados con este objetivo principal.

2. Determinar las alternativas a evaluar:

Las alternativas sujetas a análisis para la implementación del sistema de respaldo energético, considerando la capacidad productiva y las particularidades del entorno, comprenden:

- Hidroeléctrica
- Geotérmica

- Eólica
- Fotovoltaica
- Biomasa

Estas opciones son viables para su puesta en marcha sin comprometer la calidad del servicio prestado, garantizando su fiabilidad en base a los recursos disponibles en la localización geográfica de su instalación.

3. **Establecer criterios de evaluación:**

Junto con las opciones alternativas, es crucial considerar los criterios de evaluación que determinarán la viabilidad de cada opción y evaluarán su conformidad con los requisitos de generación., se han identificado los siguientes criterios:

- **Viabilidad Técnica:** Se refiere a la tecnología requerida para ejecutar el proyecto de implementación, incluyendo ensayos, maquinaria y análisis pertinentes.
- **Situación geográfica:** Se refiere a la superficie destinada al sistema de generación, considerando el área requerida y la disponibilidad de recursos en el sitio.
- **Costo de implementación:** Incluye todos los gastos asociados con la utilización de la fuente alternativa de energía, como los costos de ensayos, materiales, componentes, instalación y otros aspectos relevantes.
- **Eficiencia energética :** Considera la influencia que existe entre la energía aprovechada y la energía disponible en la fuente, además del tiempo en la que el sistema podrá operar en su capacidad máxima.

4. **Determinar una escala de calificación:**

El siguiente paso implica la definición de una escala de puntuación que refleje la relevancia e influencia de cada criterio evaluativo. La determinación de la escala y los valores

asignados para la evaluación se realizará de manera estratégica, garantizando la inclusión de distintas ponderaciones para calificar una opción como superior, inferior o equivalente a otra. Las calificaciones se evaluarán de la siguiente manera :

1. **Muy Bajo (1)**
2. **Bajo (2)**
3. **Moderado (3)**
4. **Alto (4)**
5. **Muy Alto (5)**

5. Establecer la ponderación de cada criterio a evaluar:

Después de identificar las alternativas, los criterios y la escala de calificación, el paso siguiente es establecer las ponderaciones iniciales de los criterios. Este proceso se lleva a cabo para identificar cuáles factores tienen mayor impacto en el proceso de evaluación y selección de la alternativa óptima de generación.

Las ponderaciones serán evaluadas en base a la siguiente manera:

1. **Viabilidad Técnica : 25%**
2. **Situación Geográfica: 20%**
3. **Costo de Implementación: 30%**
4. **Eficiencia energética: 25%**

Evaluación energía Hidroeléctrica

Tabla 18
Matriz de evaluación energía hidroeléctrica

Criterio	Ponderación	Calificación	Puntuación
Viabilidad Técnica	0,25%	3	0,75
Situación geográfica	0,20%	2	0,40

Costo de implementación	0,30%	3	0,90
Eficiencia energética	0,25%	4	1,00
Total	100%		305

Nota: Elaborado por el autor en base a ponderaciones establecidos para elaborar la matriz.

Evaluación energía Geotérmica

Tabla 19

Matriz de evaluación energía Geotérmica

Criterio	Ponderación	Calificación	Puntuación
Viabilidad Técnica	0,25%	4	1,00
Situación geográfica	0,20%	4	0,80
Costo de implementación	0,30%	3	0,90
Eficiencia energética	0,25%	4	1,00
Total	100%		370

Nota: Elaborado por el autor en base a ponderaciones establecidos para elaborar la matriz.

Evaluación energía Eólica

Tabla 20

Matriz de evaluación energía Eólica

Criterio	Ponderación	Calificación	Puntuación
Viabilidad Técnica	0,25%	4	1,00
Situación geográfica	0,20%	3	0,60
Costo de implementación	0,30%	4	1,20
Eficiencia energética	0,25%	4	1,00
Total	100%		380

Nota: Elaborado por el autor en base a ponderaciones establecidos para elaborar la matriz.

Evaluación energía Biomasa

Tabla 21

Matriz de evaluación energía de Biomasa

Criterio	Ponderación	Calificación	Puntuación
Viabilidad Técnica	0,25%	4	1,00
Situación geográfica	0,20%	3	0,60
Costo de implementación	0,30%	3	0,90
Eficiencia energética	0,25%	3	0,75
Total	100%		325

Nota: Elaborado por el autor en base a ponderaciones establecidos para elaborar la matriz.

Evaluación energía Fotovoltaica

Tabla 22

Matriz de evaluación energía Fotovoltaica

Criterio	Ponderación	Calificación	Puntuación
Viabilidad Técnica	0,25%	5	1,25
Situación geográfica	0,20%	4	0,80
Costo de implementación	0,30%	3	0,90
Eficiencia energética	0,25%	4	1,00
Total	100%		395

Nota: Elaborado por el autor en base a ponderaciones establecidos para elaborar la matriz.

Para evaluar cada matriz se determinó los factores de ponderación y se determinaron las puntuaciones de cada criterio mediante la fórmula:

$$Puntuación = \sum (Calificación * Ponderación)$$

Luego de esta evaluación se concluye que la mejor opción es la energía fotovoltaica puesto que reúne todas las características necesarias para determinar un sistema más viable para desarrollar en las condiciones establecidas.

Además, la matriz de Holmes concluye que a pesar de algunas debilidades y amenazas que supone la instalación de un sistema fotovoltaico, este sistema supera a las

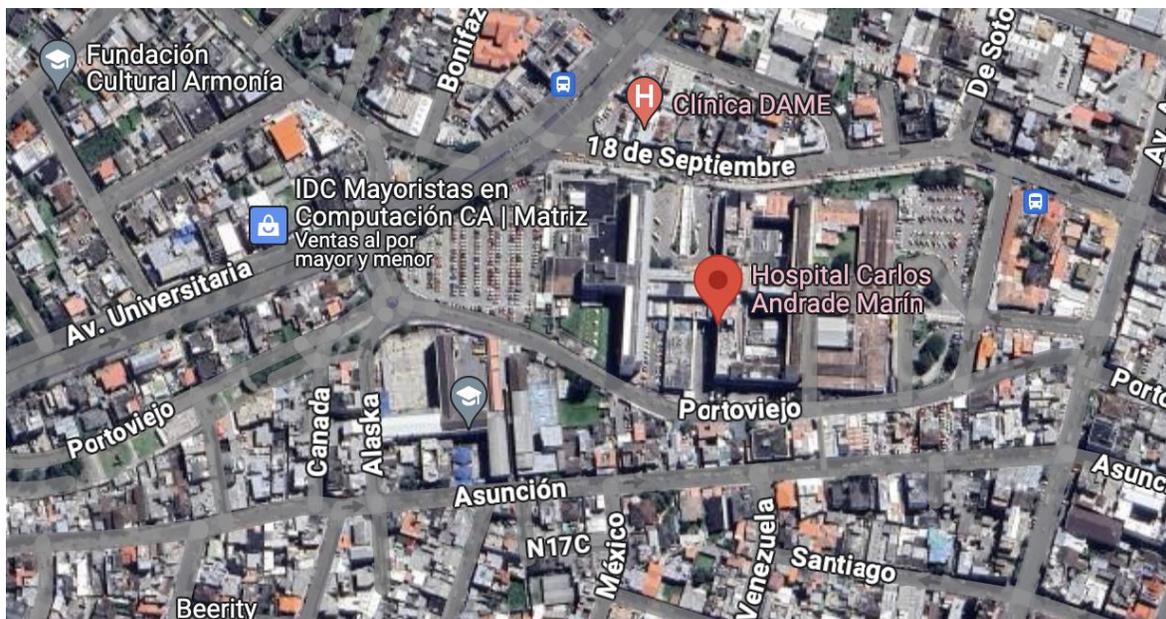
demás ya que tiene una mayor capacidad de instalación en diversos entornos, la sostenibilidad a largo plazo, la independencia energética y la carga necesaria.

Dimensionamiento de la fuente

Para determinar el sistema fotovoltaico nos debemos centrar en la utilización de los colectores solares conocidos como paneles solares, estos deben ser ubicados en una situación estratégica para optimizar la radiación solar durante el tiempo de incidencia de la energía térmica de los rayos solares. Para determinar el lugar idóneo nos basaremos en datos climáticos proporcionados por (SOLARGIS, 2024), con estos datos estimados podemos determinar el espacio donde se pretende ubicar el sistema fotovoltaico. Además, se obtiene la ubicación de la organización objeto de estudio.

Figura 14

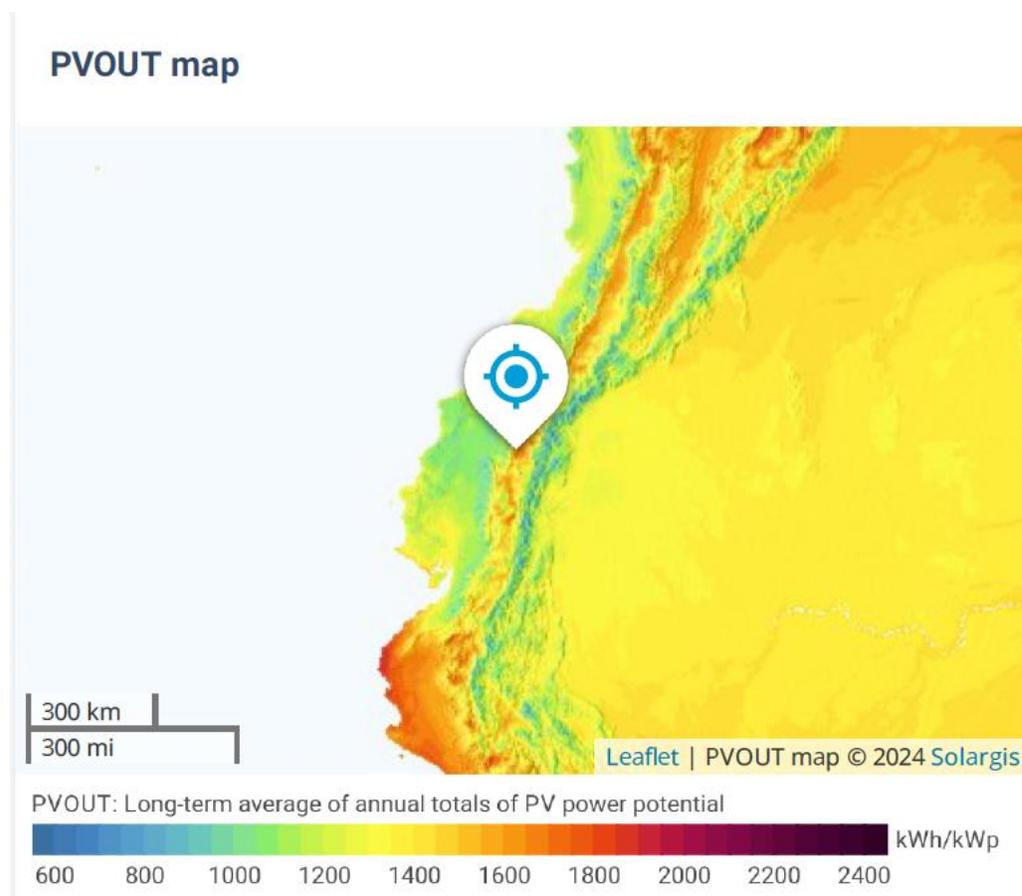
Ubicación geográfica del lugar objeto de estudio



Nota: Extraído de (Google Maps, 2024) Se observa la ubicación satelital de la empresa objeto de estudio como se muestra en la **Figura 14** donde se puede divisar la ubicación exacta del lugar, que son las calles 18 de septiembre y Ayacucho.

Mediante el uso de la herramienta “Global Solar Atlas” en la que se pueden identificar los datos de radiación muy actualizados de la zona a estudiar, estos datos son el punto de partida para entender la importancia de ubicar la zona adecuada para instalar al arreglo fotovoltaico. La **Figura 15** nos muestra parámetros de medida de irradiación solar que van desde los 600 kWh/kWp hasta los 2400 kWh/kWp, además podemos obtener en la podemos obtener información en cuánto a la superficie que cubre un espacio determinado para la generación de energía medida en kWh/m².

Figura 15
Ubicación geográfica del lugar en el mapa GHI



Nota: Extraído de (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2024), adaptado a la necesidad de estudio, se indica los niveles mínimos y máximos de irradiación solar.

Con los datos arrojados por el software podemos tener una idea más clara del panorama y dar continuidad al dimensionamiento como se muestra en la **Figura 16** e ya que si no estuviéramos ubicados en una zona de alta irradiación no se podría continuar con el proyecto ya que la fuente de generación solar no abastecería la demanda necesaria.

Figura 16
Datos GSA

Map data Per year ▾			Map data Per day ▾		
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1624.0 kWh/kWp ▾	Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	4.449 kWh/kWp per day ▾
Direct normal irradiation	DNI	1663.1 kWh/m ² ▾	Direct normal irradiation	DNI	4.556 kWh/m ² per day ▾
Global horizontal irradiation	GHI	1971.5 kWh/m ² ▾	Global horizontal irradiation	GHI	5.401 kWh/m ² per day ▾
Diffuse horizontal irradiation	DIF	820.3 kWh/m ² ▾	Diffuse horizontal irradiation	DIF	2.247 kWh/m ² per day ▾
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1974.1 kWh/m ² ▾	Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	5.408 kWh/m ² per day ▾
Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °	Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °
Air temperature	TEMP	12.2 °C ▾	Air temperature	TEMP	12.2 °C ▾
Terrain elevation	ELE	N/A	Terrain elevation	ELE	N/A

Nota: Extraído de (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2024), se muestran los datos por año y por día.

Otro dato importante a considerar es el rendimiento energético que nos proporciona la fuente de energía que en este caso es el Sol, puesto que no tenemos disponibilidad del recurso a todas las horas del día, es por esto que se identifica que en los horarios de 07:00 am hasta las 18:00 pm tenemos disponibilidad del recurso, lo que significa una duración de 11 horas, siendo el horario con mayor irradiación el horario de 09:00 am a 12:00 pm tal como se muestra en donde se especifican la duración del recurso en función del tiempo.

Así mismo es importante mencionar que la región y nuestro país nos permite disfrutar de bondades que no encontramos en otros lugares del mundo, como se explica en el artículo publicado sobre la energía renovable y el aprovechamiento del sol con respecto a nuestra ubicación geográfica, esto además causa una huella de carbono muchísimo menor al uso de otros tipos de energía similares (Toyon-Visarrea, 2021)

Figura 17
Presencia del recurso en función del tiempo

Average hourly profiles
Direct normal irradiation [Wh/m²]

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6												
6 - 7	100	62	74	118	161	148	152	157	206	221	206	141
7 - 8	391	299	301	385	432	487	528	546	525	466	444	417
8 - 9	505	407	407	489	519	582	641	673	649	576	559	539
9 - 10	555	467	461	530	552	611	670	707	673	625	612	591
10 - 11	570	478	468	518	543	601	634	666	631	608	606	598
11 - 12	527	431	396	440	487	544	567	579	521	497	515	512
12 - 13	435	340	337	345	403	458	516	517	477	374	375	397
13 - 14	347	278	297	268	329	405	458	474	412	303	281	291
14 - 15	321	251	217	216	296	388	417	434	330	258	270	284
15 - 16	314	241	210	203	292	367	419	406	307	237	257	276
16 - 17	295	229	199	223	287	359	420	385	300	222	242	275
17 - 18	204	165	153	116	71	91	103	183	142	51	55	128
18 - 19												
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4,563	3,649	3,521	3,852	4,372	5,041	5,524	5,728	5,174	4,438	4,421	4,450

Nota: Extraído de (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2024), en función de tiempo y horas del día.

Factores para considerar para el cálculo del sistema fotovoltaico

Para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico vamos a calcular diferentes elementos necesarios para la implementación, estos elementos responden al siguiente orden un orden de cálculo como se muestra en la **Figura 18** donde se establecen 6 grandes grupos para establecer un orden específico y tener una secuencia adecuada para la determinación del sistema fotovoltaico.

Figura 18
Elementos para un arreglo fotovoltaico

Elementos de un arreglo fotovoltaico

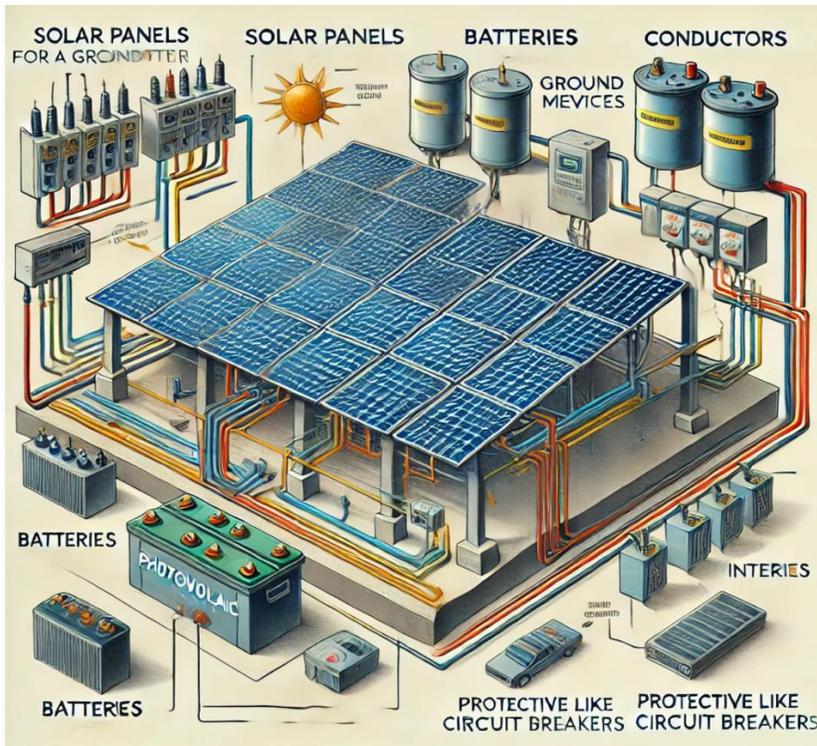
Paneles	Baterías	Inversor	Controlador de carga	Canalizaciones	Protecciones	Conductores
<ul style="list-style-type: none"> -Número de paneles -Paneles en Serie -Paneles en paralelo -Voltaje del arreglo -Corriente de arreglo -Potencia del arreglo 	<ul style="list-style-type: none"> -Capacidad del banco de baterías -Número de baterías -Baterías en Serie -Baterías en paralelo -Máxima corriente de carga y descarga 	<ul style="list-style-type: none"> -Inversor para la carga 	<ul style="list-style-type: none"> -Voltaje del controlador -Número de controladores en serie -Número de controladores en paralelo 	<ul style="list-style-type: none"> -Tuberías para paneles -Tuberías para inversor -Tuberías para acometida 	<ul style="list-style-type: none"> -Disyuntor DC para paneles -Disyuntor AC para el inversor -Disyuntor AC para la acometida -Disyuntor AC para las baterías 	<ul style="list-style-type: none"> -Conductor del inversor -Conductor para la acometida -Conductor para las baterías

Nota: Elaborado por el autor para establecer un orden de cálculo de los elementos del sistema fotovoltaico.

Además, se elabora una ilustración en donde se identifican los principales elementos del sistema fotovoltaico, en este sistema se pueden identificar la interconexión del sistema mediante los elementos y conductores, además de las protecciones de cada elemento en base a los cálculos que se van a realizar, todos estos elementos se pueden identificar en la

Figura 19 que demuestra un gráfico ilustrativo.

Figura 19
Elementos de un sistema fotovoltaico



Nota: Elaboración propia mediante el software DALL-E Open AI

Rendimiento global de la instalación

Como primer punto en la identificación de los factores necesarios para determinar los elementos debemos determinar la producción energética que va a ser influenciada por todos los componentes del sistema fotovoltaico, es crucial determinar el rendimiento del sistema puesto que vamos a alimentar una demanda establecida, esta demanda no puede quedarse corta en función de la necesidad y tampoco estar sobredimensionada por efectos económicos.

El rendimiento global de la instalación responde a la siguiente ecuación

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * (1 - k_a * \frac{N}{P_d}) \quad (13)$$

Donde:

R= Rendimiento global de la instalación

kr= Pérdida por elementos reguladores

ki= Pérdida por elementos inversores

kb= Pérdida por elementos de almacenamiento

kv= Pérdidas varias

ka= Pérdidas debido a la autodescarga de las baterías

N= Número de días de autonomía

Pd= Profundidad máxima de descarga de baterías

Para evaluar el rendimiento global tomamos como referencia la **Figura 20** en donde se establecen valores numéricos que establecen parámetros que se adapten a nuestro sistema.

Figura 20
Coefficientes de pérdida

Kb	Pérdidas en el proceso de acumulación	Kv	Otras pérdidas no consideradas
0,05	Acumuladores nuevos, sin descargas intensas	0,1	Si no se han tenido en cuenta pérdidas en cableado y equipos
0,1	Acumuladores viejos, descargas intensas	0,05	Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas
Kr	Pérdidas en el controlador de carga	Pd	Profundidad de descarga máxima admisible
0,1	Controlador de carga eficiente	0,9	Batería descargada hasta el 90%
0,15	Controlador de carga antiguo, poco eficiente	0,8	Batería descargada hasta el 80%
Ka	Autodescarga de la batería	0,7	Batería descargada hasta el 70%
0,002	Baterías de baja autodescarga, sin mantenimiento	0,6	Batería descargada hasta el 60%
0,005	Baterías estacionarias de energía solar	0,5	Batería descargada hasta el 50%
0,012	Baterías de alta autodescarga	0,4	Batería descargada hasta el 40%
Ki	Pérdidas por el rendimiento del inversor	0,3	Batería descargada hasta el 30%
0	No hay inversor en la instalación	N	Número de días de autonomía
0,05	Rendimiento inversor 95%	3	Vivienda fines de semana
0,1	Rendimiento inversor 90%	5	Vivienda habitual
0,15	Rendimiento inversor 85%	15	Instalaciones especiales con servicio prioritario
0,2	Rendimiento inversor < 85%	20	Instalaciones especiales alta fiabilidad

Nota: Adaptado de (Chapi, 2024), valores típicos de pérdidas en sistemas fotovoltaicos

kr= 0,1

ki= 0,05

kb= 0,05

kv= 0,05

$$k_a=0,002$$

$$N= 15$$

$$P_d= 0,7$$

$$R = (1 - k_b - k_i - k_r - k_v) * \left(1 - k_a * \frac{N}{P_d}\right)$$

$$R = (1 - 0,05 - 0,05 - 0,1 - 0,05) * \left(1 - 0,002 * \frac{15}{0,7}\right)$$

$$R = 0,717 \approx 0,72$$

Luego de calcular el rendimiento global de la instalación, vamos a determinar la energía necesaria que debemos producir mediante la siguiente ecuación:

$$E_{FV\ Necesaria} = \frac{E_{diaria}}{R} \quad (14)$$

Donde:

$E_{FV\ Necesaria}$ = Energía que se debería producir

E_{diaria} = Energía diaria que se requiere para suplir la demanda

R= Rendimiento global de la instalación

Establecemos a E_{diaria} en función a la demanda establecida de 14 horas equivalente a 267,568 kW-h/día en base a la **Tabla 12** y en cuanto al rendimiento global en base a lo obtenido anteriormente 0,72.

$$E_{FV\ Necesaria} = \frac{E_{diaria}}{R}$$

$$E_{FV\ Necesaria} = \frac{267,568 \text{ kW} - \text{h/día}}{0,72}$$

$$E_{FV\ Necesaria} = 370,833 \text{ kW} - \text{h/día}$$

Luego de analizar la energía que se debería producir, podemos calcular la energía diaria que debería generar cada panel solar mediante la siguiente ecuación:

$$E_{p \text{ Diaria}} = P_{Max p} * HSP \quad (15)$$

Donde:

$E_{p \text{ Diaria}}$ = Energía producida diaria por cada panel solar

$P_{Max p}$ = Potencia maxima de cada panel solar

HSP= Hora solar pico diaria

Vamos a utilizar un panel solar de tipo monocristalino cuyas especificaciones técnicas se detallarán mas adelante, el panel tiene una potencia máxima de 450 W, además conocemos el valor del HSP en base a los datos de la **Figura 16** arrojados por el software GSA equivalentes a 5,40 kW-h.

$$E_{p \text{ Diaria}} = P_{Max p} * HSP$$

$$E_{p \text{ Diaria}} = 0,45kW * 5,40$$

$$E_{p \text{ Diaria}} = 2,43 \text{ kW} - h/día$$

Con este cálculo podemos identificar que cada panel me proporciona una generación de 2,43 Kw-h/día , con esto podemos realizar el cálculo del número de paneles necesarios en nuestro sistema.

Número de paneles solares requeridos

Para calcular el número de paneles requeridos debemos realizar una relación entre la energía que debe generar el sistema y el potencial energético de cada panel solar, de la siguiente manera:

$$N_{TP} = \frac{E_{FV \text{ necesaria}}}{E_{p \text{ diaria}}} \quad (16)$$

Para calcular el número total de paneles (NTP) tenemos los datos antes calculados equivalentes a 370,833 kW – h/día, además que cada panel puede generar 2,43 Kw-h/día, con estos datos podemos realizar el siguiente cálculo:

$$N_{TP} = \frac{E_{FV \text{ necesaria}}}{E_p \text{ diaria}}$$

$$N_{TP} = \frac{370,833 \text{ kW} - \text{h/día}}{2,43 \text{ Kw} - \text{h/día}}$$

$$N_{TP} = 152,60 \approx 152$$

Con esto determinamos que se necesitan 152 paneles para suplir la demanda establecida anteriormente.

Cálculo de paneles en serie

La forma de conexión de paneles en serie se le conoce como “string” y se calcula mediante el cálculo de diferentes factores como el ($I_{máxp}$) que nos ayuda a aumentar la tensión del arreglo en serie. Cuando se conecta todo el arreglo en serie logramos sumar las tensiones para determinar el (V_{string}), además sumaremos la tensión de cada panel ($V_{máxp}$). En esta forma de conexión debemos conocer el voltaje permitido por el inversor eléctrico seleccionado, este inversor será el encargado de transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC)

$$N_{mín ps}; N_{máx ps} = \frac{V_{mín iv}}{V_p}; \frac{V_{máx iv}}{V_p} \quad (17)$$

Donde:

$N_{mín ps}$ = Número mínimo de paneles solares conectados en serie

$N_{máx ps}$ = Número máximo de paneles solares conectados en serie

$V_{mín iv}$ = Voltaje mínimo del inversor

$V_{max\ iv}$ = Voltaje máximo del inversor

V_P = Voltaje nominal del panel solar

El arreglo de paneles en serie estará condicionados al intervalo de voltaje aceptable en la entrada del inversor escogido, mismo que va desde los 200 a los 1000 V respectivamente correspondiente a las características propias del inversor que se detallan en la ficha técnica del equipo (Ver **Anexo 21**), en cuanto al voltaje individual de cada panel (V_P) lo tomamos como dato de la placa del panel seleccionado indicado en la , se procede a realizar el cálculo del número de paneles solares conectados en serie.

$$N_{mín\ ps}; N_{máx\ ps} = \frac{V_{mín\ iv}}{V_P}; \frac{V_{máx\ iv}}{V_P}$$

$$N_{mín\ ps}; N_{máx\ ps} = \frac{180V}{41,5}; \frac{1000V}{41,5}$$

$$N_{mín\ ps}; N_{máx\ ps} = (4,33; 24,09) \approx (5; 25)$$

Con este cálculo podemos determinar que la cantidad mínima de paneles conectados en serie será de 5 y máximo de 25, con esto nos situamos dentro de un rango de operación favorable para el inversor seleccionado.

Cálculo de paneles en paralelo

Para determinar el número máximo de paneles en paralelo lo podemos realizar mediante interacciones entre el rango de paneles conectados en serie y el número total de paneles necesarios para el sistema, de esta manera podemos aplicar la siguiente ecuación:

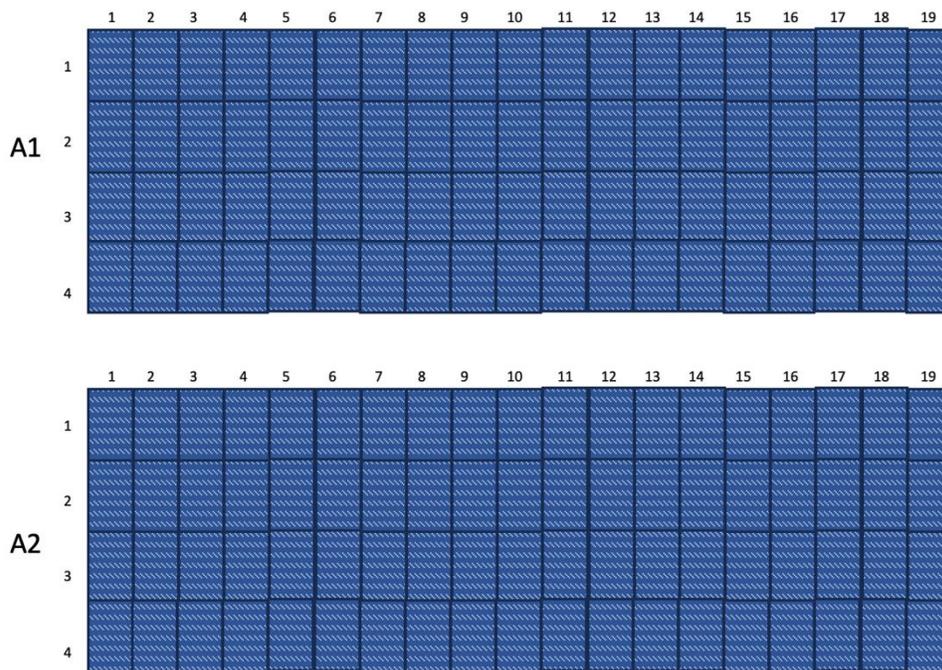
$$N_{pp} = \frac{N_{pt}}{N_{ps}} \quad (18)$$

$$N_{pp} = \frac{152}{19}$$

$$N_{pp} = 8$$

Luego de este cálculo podemos determinar que se necesitan conectar 8 paneles de forma paralela, por lo tanto se realizará una distribución de 2 arreglos, cada arreglo con 4 paneles conectados en paralelo y 19 en serie, como se puede apreciar en la **Figura 21**.

Figura 21
Arreglo de los paneles solares



Nota: Elaborado por el autor en base a los cálculos de la cantidad de paneles necesarios y el número de paneles en serie y paralelo para alimentar el sistema.

Luego de analizar la cantidad de paneles en serie y paralelo podemos analizar la potencia total entregada en cada arreglo, en nuestro caso son 2 arreglos, cabe destacar que los arreglos planteados cuentan con los mismos valores nominales, los parámetros que se deben analizar son el voltaje y la corriente de arreglo.

Voltaje de arreglo

$$V_A = N_{PSA} * V_{NP} \quad (19)$$

Corriente de arreglo

$$I_A = N_{PPA} * I_{NP} \quad (20)$$

Donde:

N_{PSA} =Número de paneles solares conectados en serie

V_{NP} =Voltaje nominal

N_{PPA} =Número de paneles conectados en paralelo

I_{NP} =Corriente nominal del panel

$$V_{A1 Y A2} = N_{PSA} * V_{NP}$$

$$V_{A1 Y A2} = 19 * 41,5 V$$

$$V_{A1 Y A2} = 788,5 V$$

$$I_{A1 Y A2} = N_{PPA} * I_{NP}$$

$$I_{A1 Y A2} = 4 * 10,5 A$$

$$I_{A1 Y A2} = 42 A$$

Con el voltaje y corriente podemos determinar la potencia de los arreglos diseñados mediante la siguiente ecuación.

$$P_{A1 y A2} = V_{A1 y A2} * I_{A1 y A2} \quad (21)$$

$$P_{A1 y A2} = 788,5V * 42A$$

$$P_{A1 y A2} = 33117 W * 2$$

$$P_{A1 y A2} = 66234 W \approx 66,23 kW$$

Con el cálculo de la potencia de ambos arreglos podemos saber cual es el rango de operación de los inversores que hemos seleccionado.

Capacidad del banco de baterías

Es imprescindible calcular la capacidad del banco de baterías para brindar un servicio sin interrupción a la organización en caso de una desconexión del sistema interconectado, vamos a utilizar la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{\text{Consumo diario} * \text{Horas de autonomía}}{P_d * V_B} \quad (22)$$

Donde :

P_d = Profundidad máxima de descarga

V_B = Voltaje nominal de las baterías

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{19110 \text{ W} * 14 \text{ horas}}{0,7 * 12 \text{ V}}$$

$$\text{Capacidad de la batería} = 31850 \text{ A} - \text{h}$$

Luego de determinar la capacidad de la batería debemos calcular el número de baterías necesarias para el sistema, mismo que será calculado de la siguiente forma:

$$N_{TB} = \frac{V_{nom} * C_T}{V_B * C_B} \quad (23)$$

Donde:

N_{TB} = Número total de baterías necesarias

V_{nom} = Voltaje nominal

C_B = Capacidad de la batería

Para determinar la cantidad de baterías a instalar debemos considerar que el voltaje nominal del banco de baterías es de 24 V, todos estos valores son proporcionados en la ficha de la batería proporcionado por el fabricante.

$$N_{TB} = \frac{24V * 31850 A - h}{12V * 250 A - h}$$

$$N_{TB} = 254,8 \approx 255$$

Debemos instalar la cantidad de 255, pero debido al arreglo , el número debe ser par, por lo que asumimos un nivel inmediato superior que es 256 baterías para cubrir la demanda seleccionada que es de 14 horas.

Cantidad de baterías en serie y en paralelo

Sin olvidar el numero total de baterías necesarias para el sistema debemos determinar de que manera van a ser conectadas ya que deben responder a un orden, en serie y en paralelo.

$$N_{bs} = \frac{V_{nom}}{V_B}$$

$$N_{bs} = \frac{24V}{12V}$$

$$N_{bs} = 2$$

El numero de baterías conectadas en serie serán 2, este arreglo proporcionará un voltaje de 24 V

$$N_{bp} = \frac{N_{tb}}{N_{bs}}$$

$$N_{bp} = \frac{256}{2}$$

$$N_{bp} = 128$$

Corriente de carga y descarga del arreglo de baterías

En base a la cantidad de baterías necesarias para el arreglo seleccionado, se procede a determinar las corrientes de carga y descarga de este arreglo para conectar en paralelo, además del tiempo de carga y la capacidad de las baterías.

Máxima corriente de carga

Dato: corriente de carga de 14 horas

$$C_{14} = N_{bp} * \frac{C_B}{14h} \quad (24)$$

$$C_{14} = 128 * \frac{250 A - h}{14h}$$

$$C_{14} = 2285,71 A$$

Máxima corriente de descarga

Dato: corriente de carga de 10 horas

$$C_{10} = N_{bp} * \frac{C_B}{10h} \quad (25)$$

$$C_{10} = 128 * \frac{250 A - h}{10h}$$

$$C_{10} = 3200 A$$

Con estos cálculos podemos determinar que la corriente máxima de carga en 14h va a ser de 2285,71 A, mientras que la máxima corriente de descarga en 10h va a ser de 3200 A.

Dimensionamiento de conductores, canalizaciones y protecciones

Con la finalidad de dimensionar las características de estos elementos, vamos a tener en cuenta que vamos a dividir estos cálculos en 4 secciones, estas 4 secciones se dividen en:

- Sección del conductor de los paneles solares
- Sección del conductor del inversor
- Sección del conductor de la acometida
- Sección del conductor del banco de baterías

1. Conductores

Es crucial determinar los conductores, protecciones y las canalizaciones que se van a utilizar en el sistema puesto que con un dimensionamiento correcto podemos evitar problemas futuros en el equipamiento, la corriente que circula por el conductor lo podemos determinar con la siguiente ecuación.

Conductor para los paneles solares:

$$I_C = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC} \quad (26)$$

Donde:

I_C = Corriente del conductor

I_{nom} = Corriente nominal del circuito

FT = Factor de corrección en base a la temperatura (ver **Anexo 10**)

FC = Factor de corrección en base a la cantidad de conductores (Ver **Anexo 11**)

Para el cálculo de la corriente del conductor tomaremos en cuenta la corriente nominal del circuito, se toma como referencia la corriente que se tomó anteriormente que tuvo un valor de

42 A. Se pretende implementar una conexión monofásica que emplee un único conductor por fase, el factor de corrección se establece en base al **Anexo 11**, este factor corresponde a 1, en cuanto al factor de corrección por temperatura también corresponde a 1, esto significa que el rango de operación del conductor fluctúa entre los 0° y 30°

$$I_C = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_C = \frac{40 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_C = 50 A$$

Las conexiones que se van a realizar se las realizará con un conductor de cobre calibre N.º 8 AWG en base a la normativa (NEC, 2018) para 50 A, el aislamiento adecuado para este conductor es el TWH que nos proporciona una resistencia a temperaturas de hasta 75°, esta protección puede ser utilizada tanto en interiores como exteriores, tiene una resistencia al agua y se puede operar en ambientes secos y húmedos, la sección transversal del conductor es de $8,4mm^2$ en base al **Anexo 17** en donde se señalan los diámetros de los conductores de acuerdo a los amperes de cada calibre.

Conductor para el inversor

Para determinar el conductor del inversor, tomamos como referencia la corriente de salida máxima que tiene valor equivalente a 100 A, para dimensionar el inversor monofásico vamos a estimar el FC a 1 de acuerdo con el **Anexo 11** y 1 de acuerdo con la temperatura de 0° a 30° de acuerdo con el **Anexo 10**.

$$I_C = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_C = \frac{100 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_C = 125 A$$

Luego del cálculo del conductor del inversor podemos decidir que el calibre será N.º 0 AWG, este calibre soporta hasta 125 A, además el tipo de aislamiento es TWH, la sección transversal es de $53,1 \text{ mm}^2$.

Conductor para la conexión de la acometida

Para realizar el cálculo del tipo de conductor necesario para la acometida nos basamos al cálculo anterior, que obtuvimos un resultado un conductor AWG N.º 0 ya que comparte características del mismo tipo, es por esto por lo que el conductor debe ser el mismo.

Conductor para la conexión de baterías

Para este elemento se utilizarán los conductores que cada equipamiento alimente desde el centro de cargas del sistema.

2. Canalizaciones

Luego de conocer los conductores que vamos a utilizar para cada elemento podemos seleccionar las tuberías que protegerán estos conductores para garantizar una correcta instalación dentro del sistema como lo indica la norma (NEC, 2018) donde se indica que los conductores deben tener una protección adecuada, para obtener el diámetro de las tuberías debemos utilizar la siguiente ecuación:

$$A_d = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}} \quad (27)$$

Donde:

A_d = Sección de la tubería expresado en mm^2 .

A_{TC} = Área de los conductores mm^2 .

Factor de relleno= Influye de manera directa en base al número de conductores que se van a utilizar como se expresa en el **Anexo 11**.

Tubería para los conductores del arreglo de paneles

Como habíamos calculado la sección del conductor para los paneles solares es de $8,4 \text{ mm}^2$ y lo multiplicamos por 2 ya que vamos a conectar fase y neutro, además consideramos un factor de relleno del 31% (ver **Anexo 11**)

$$A_d = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$A_d = \frac{2 * 8,4 \text{ mm}^2}{0,31}$$

$$A_d = 54,19 \text{ mm}^2$$

Para los conductores de los paneles necesitamos una tubería de $\frac{1}{2}$ pulgada para los 2 conductores con un diámetro de $58,07 \text{ mm}^2$.

Tubería para los conductores del inversor

Para el caso del inversor tenemos el diámetro del conductor de $53,1 \text{ mm}^2$ pero para este tipo consideramos 3 conductores que corresponden a la fase, neutro y tierra, consideramos un factor de relleno del 40%, con esto procedemos a calcular:

$$A_d = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$A_d = \frac{3 * 53,1 \text{ mm}^2}{0,4}$$

$$A_d = 398,25 \text{ mm}^2$$

La canalización para estos conductores debería ser de $1 \frac{1}{4}$ pulgada para 3 conductores para diámetros de hasta $419,38 \text{ mm}^2$, (ver **Anexo 9**)

Tubería para los conductores de la acometida

Las características de esta sección se comparten con los cálculos anteriores por esta razón se consideran las mismas características.

3. Protecciones

La selección de protecciones es fundamental para el sistema puesto que con ellas aseguramos un buen funcionamiento adecuado, las protecciones del sistema serán disyuntores y protecciones térmicas, las ecuaciones necesarias para calcular las protecciones son las siguientes:

- Disyuntor o breaker:

$$I_d = 1,25 * I_{CCA} \quad (28)$$

Donde:

I_d =Corriente nominal del disyuntor

I_{CCA} =Corriente de cortocircuito de arreglo

$$I_{CCA} = N_{pp} * I_{ccp} \quad (29)$$

Donde:

I_{CCA} =Corriente en cortocircuito de arreglo

I_{ccp} =Corriente de cortocircuito del panel

Protecciones para los panales

Para conseguir el valor de la protección térmica debemos realizar el análisis de las variaciones de temperatura y evaluar si es necesario una protección de este tipo, con ello planteamos la siguiente ecuación:

$$T_m = T_a \cdot I_r \frac{T_{ONC} - 20^\circ}{800} \quad (30)$$

Donde:

T_m = Máxima temperatura del módulo

T_a = Temperatura ambiente media

T_{ONC} = Temperatura de operación por celda

I_r = Irradiación máxima en la zona

Mediante el análisis del software GSA, la temperatura ambiente de la zona fluctúa entre los 12,2° y la irradiación solar es equivalente a 950 w/m², la temperatura de celda fotovoltaica nos proporciona la ficha técnica del fabricante, este valor es de 45° entonces:

$$T_m = T_a + I_r \frac{T_{ONC} - 20^\circ}{800}$$
$$T_m = 12,2^\circ + 950 \text{ w/m}^2 \left(\frac{45^\circ - 20^\circ}{800} \right)$$
$$T_m = 41,88^\circ \text{ C}$$

Con la ficha técnica del panel, podemos obtener el valor estándar o también conocido como STC que equivale a 25°C de temperatura del panel, estos coeficientes nos permiten conocer los valores de variación de temperatura. Además, el fabricante proporciona los coeficientes para voltaje, temperatura y potencia que se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 23
Coeficientes de temperatura del panel solar

Coeficiente	Valor
Coeficiente de temperatura para el voltaje	-0,32% /° C
Coeficiente de temperatura para la corriente	-0,05% /° C

Nota: Elaborado por el autor en base a la ficha técnica del panel solar (Ver **Anexo 13**).

Variación de temperatura

$$\Delta T = T_m - T_s \quad (31)$$

Donde:

ΔT = Variación de temperatura

T_m = Máxima temperatura de operación

T_s = Temperatura de operación estándar

$$\Delta T = T_m - T_s$$

$$\Delta T = 41,88^\circ C - 25^\circ C$$

$$\Delta T = 16,88^\circ C$$

Luego de realizar este cálculo de la variación de temperatura podemos asegurar que la variación máxima de temperatura va a ser de $16,88^\circ C$

Variación de voltaje en circuito abierto

$$\Delta V_{OC} = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T \quad (32)$$

Donde:

ΔV_{OC} = Máxima variación de voltaje en circuito abierto

En base a los datos de la **Tabla 23** tomamos el valor de $-0,32\% /^\circ C$ para realizar el cálculo de variación máxima, por lo tanto:

$$\Delta V_{OC} = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T$$

$$\Delta V_{OC} = \frac{-0,32\%}{^\circ C} * 16,88^\circ C$$

$$\Delta V_{OC} = -5,40\%$$

Vamos a tener una variación máxima de voltaje de -5,40%

Variación de corriente en circuito abierto

$$\Delta V_{SC} = \text{Coeficiente de temperatura para la corriente} * \Delta T \quad (33)$$

Donde:

ΔV_{SC} = Máxima variación de corriente en cortocircuito

En base a los datos de la **Tabla 23** tomamos el valor de -0,05% /° C para realizar el cálculo de variación máxima, por lo tanto:

$$\Delta V_{SC} = \text{Coeficiente de temperatura para la corriente} * \Delta T$$

$$\Delta V_{OC} = \frac{-0,05\%}{^\circ C} * 16,88^\circ C$$

$$\Delta V_{OC} = -0,84\%$$

La variación de corriente máxima corresponde a -0.88%.

Variación de potencia en circuito abierto

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = \text{Coeficiente de temperatura para la potencia} * \Delta T \quad (34)$$

Donde:

$\Delta P_{m\acute{a}x}$ = Máxima variación de potencia en el circuito

En base a los datos de la **Tabla 23** tomamos el valor de -0,39% /° C para realizar el cálculo de variación máxima, por lo tanto:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = \text{Coeficiente de temperatura para la potencia} * \Delta T$$

$$\Delta V_{OC} = \frac{-0,39\%}{^\circ C} * 16,88^\circ C$$

$$\Delta V_{OC} = -6,58\%$$

La variación de potencia máxima corresponde a -6,58%.

Luego del análisis de variación de temperatura en referencia al panel solar asume una variación máxima de -6,93% y los valores de ΔV_{SC} , ΔV_{OC} , $\Delta P_{m\acute{a}x}$ son valores muy bajos por lo cual no se requieren instalar protecciones térmicas.

Disyuntor DC para los paneles fotovoltaicos

Mediante la ficha técnica del fabricante podemos observar que cada panel nos proporciona una corriente de cortocircuito de 11,67 A, mediante los cálculos anteriores determinamos previamente que nuestro arreglo corresponde a 2 paneles solares conectados en paralelo, con esto procedemos a calcular:

$$I_{CCA} = N_{pp} * I_{ccp}$$

$$I_{CCA} = 2 * 11,67A$$

$$I_{CCA} = 23,34 A$$

Luego de realizar el cálculo correspondiente a la corriente de cortocircuito podemos dimensionar las características del disyuntor mediante el siguiente cálculo:

$$Id = 1,25 * I_{CCA}$$

$$Id = 1,25 * 23,34 A$$

$$Id = 23,17 A$$

Con la corriente ya calculada podemos seleccionar el disyuntor en base a los valores nominales, el disyuntor seleccionado será de 30 A (Ver **Anexo 12**).

Disyuntor AC para el inversor

Debemos considerar que no requerimos dimensionar protecciones o disyuntores para el inversor ya que el fabricante indica que el equipo cuenta con protecciones internas y no sería necesario ubicar protecciones externas.

Disyuntor AC para la acometida

Teniendo en cuenta que la corriente máxima del circuito es de 46 A, con esto podemos determinar la protección o disyuntor con el siguiente cálculo:

$$Id = 1,25 * I_{CCA}$$

$$Id = 1,25 * 46 A$$

$$Id = 57,5 A$$

Con este cálculo se puede determinar que el disyuntor necesario para la acometida es de 70 A (Ver **Anexo 12**).

Disyuntor AC para las baterías

Según las especificaciones del fabricante, las baterías tienen protecciones internas al igual que el inversor, por este motivo no es necesario dimensionar un disyuntor externo.

Dimensionamiento del controlador de carga DC

El controlador de carga es el encargado de regular el voltaje y la corriente proveniente de los paneles solares, proteger al sistema contra la sobrecarga, al estar conectados con las baterías directamente actúa como una protección a las descargas profundas, lo que garantiza que no se descarguen por debajo del nivel crítico y finalmente mantienen equilibrada la carga ya que distribuye la energía entre los arreglos de las baterías, esto hace que se proteja al sistema de las sobretensiones, el controlador de carga recibe de los arreglos fotovoltaicos energía y la envía hacia los inversores que transformarán la energía en forma DC a AC, van conectados al arreglo de las baterías y comprenden una parte esencial en el sistema, su cálculo se base en función a:

- Voltaje máximo de entrada ($InputVmax$)
- Corriente de carga (I_A)

- Características de las baterías

Por los cálculos anteriores podemos determinar que:

- $InputVmax = 788,5 V$
- $I_A = 42 A$
- Característica de las baterías = 12-14V

Con estas características podemos encontrar en el mercado alternativas útiles que suplan la necesidad presente en el mercado, el controlador de carga FLEXmax100 Charge, modelo FM100-300VDC-01 (Ver **Anexo 23**) nos proporciona un voltaje máximo de carga de 300V, corriente de carga de 100 A, con esto realizamos el dimensionamiento:

$$C_{C=} = 300V$$

Dado que nuestro sistema requiere 788,5V debemos conectar controladores en serie:

$$NC_{serie=} = \frac{788,5 V}{300 V}$$

$$NC_{serie=} = 2,63 \approx 3$$

Debido a que el controlador seleccionado suple una demanda de 100 A no se requiere hacer conexiones en paralelo ya que un solo controladores puede manejar la corriente del sistema.

Cuadro Resumen del dimensionamiento

Luego de realizar los cálculos para determinar los elementos del sistema podemos realizar un resumen y las características de cada uno de la siguiente manera

Tabla 24*Cuadro resumen del dimensionamiento de elementos del sistema***RESUMEN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

ELEMENTO		DIMENSIONAMIENTO
Paneles	-Número de paneles	$N_{TP} = 152,60 \approx 152$
	-Paneles en Serie	$N_{min\ ps}, N_{max\ ps} = (4,33; 24,09) \approx (5; 25)$
	-Paneles en paralelo	$N_{pp} = 8$
	-Voltaje del arreglo	$V_{A1\ y\ A2} = 788,5\ V$
	-Corriente de arreglo	$I_{A1\ y\ A2} = 42\ A$
	-Potencia del arreglo	$P_{A1\ y\ A2} = 66234\ W \approx 66,23\ kW$
Baterías	-Capacidad del banco de baterías	<i>Capacidad de la batería = 31850 A – h</i>
	-Número de baterías	$N_{TB} = 254,8 \approx 255$
	-Baterías en Serie	$N_{bs} = 2$
	-Baterías en paralelo	$N_{bp} = 128$
	-Máxima corriente de carga y descarga	$C_{14} = 2285,71\ A$ $C_{10} = 3200\ A$
	-Corriente del conductor	$I_c = 50\ A$
-Conductor del panel	N.º 8 AWG	

Conductores	-Conductor del inversor	N.º 0 AWG
	-Conductor para la acometida	N.º 0 AWG
	-Conductor para las baterías	No requiere
Canalizaciones	-Tuberías para paneles	$A_d = 54,19 \text{ mm}^2$; tubería de ½ pulgada
	-Tuberías para inversor	$A_d = 398,25 \text{ mm}^2$; tubería 1/4 pulgada
	-Tuberías para acometida	$A_d = 398,25 \text{ mm}^2$; tubería 1/4 pulgada
Protecciones	-Disyuntor DC para paneles	$I_d = 23,17 \text{ A}$; Disyuntor de 30 A
	-Disyuntor AC para el inversor	<i>No requiere</i>
	-Disyuntor AC para la acometida	$I_d = 57,5 \text{ A}$; disyuntor de 70 A
	-Disyuntor AC para las baterías	No requiere
Inversor	-Inversor para la carga	$P_{iv} = 82,78 \text{ Kw}$
Controlador de Carga	-Voltaje del controlador	$V_C = 300 \text{ V}$
	-Número de controladores en serie	$N_{C_{serie}} = 2,63 \approx 3$
	-Número de controladores en paralelo	$N_{C_{paralelo}} = 1$

Nota: Elaborado por el autor en base a los cálculos de los elementos del sistema, se omiten los pasos para el cálculo, pero se pueden visualizar en todo el apartado del dimensionamiento de la fuente.

Características del panel solar

Los paneles empleados en este proyecto de tipo monocristalino por su calidad y resistencia a la intemperie además cumplen con los requerimientos de las necesidades de la organización, la marca de los paneles RESUN nos proporcionan los datos técnicos del panel como se puede visualizar en el **Anexo 13** que proporciona el fabricante.

Para el dimensionamiento de los elementos se tomaron en cuenta los datos mostrados a continuación:

Tabla 25

Características del panel solar RESUN

Propiedad	Valor	Unidad
Marca	RESUN	
Modelo	RS7I-M-450HC	
Tipo	MONOCRISTALINO	
Vida útil	30 años	
Voc	49,3	V
Vmpp	41,5	V
Corriente Isc	11,6	A
Corriente Impp	10,85	A
Eficiencia del panel	20,35	%
Dimensiones	2094x1038x55	Mm
Peso	25	Kg
Voltaje	24	V
Potencia	450	Wp

Nota: Elaboración propia en base a las características técnicas del panel (ver **Anexo 13**)

Características del inversor

Las características del inversor se detallan determinando la potencia de entrada, interviene un factor de seguridad, el cálculo de la potencia del inversor se determina por:

$$P_{iv} = \frac{FS * P_A}{F_p} \quad (35)$$

Donde:

P_{iv} = Potencia del inversor

F_S = Factor de seguridad

P_A =Potencia de arreglo

F_p =Factor de potencia

$$P_{iv} = \frac{F_S * P_A}{F_p}$$

$$P_{iv} = \frac{1 * 66,23kW}{0,8}$$

$$P_{iv} = 82,78 \text{ kW}$$

Luego de realizar los cálculos podemos determinar que la potencia del inversor deberá oscilar entre los 82,78 kW como mínimo, en el mercado encontramos un inversor con una característica similar de marca SOLIS que nos proporciona 100kW (SOLIS, 2020), es un equipo que garantiza una vida útil adecuada y las demandas que exigen los equipos, las características del inversor se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 26:
Características del inversor

Propiedad	Valor	Unidad
Marca	SOLIS	
Modelo	K-5G	
Vida útil	10 años	
Capacidad de inversión	100	kW
Eficiencia máxima	98,7	%
Rango de voltaje de entrada	180-1000	V
Max V input	1000	V
Output Range	220-400	V

Corriente máxima de entrada	260	A
Corriente máxima de salida	158,8	A
Dimensiones	1065x567x344,5	mm
Peso	91	kg

Nota: Elaborado por el autor en base a los datos de la ficha técnica del inversor (ver **Anexo**

21)

Características de la batería

Las baterías empleadas en el diseño tienen características de alta resistencia a las inclemencias del tiempo, así como a las vibraciones y golpes lo que reduce el problema del derrame del líquido de batería, además permite un rango de trabajo a temperaturas elevadas, las características de las baterías se reflejan en la siguiente tabla:

Tabla 27:

Características de la batería

Propiedad	Valor	Unidad
Marca	FULIBATTERY	
Modelo	FLG 122500	
Vida útil	15 años	
Capacidad nominal	250	Ah
Voltaje de salida	12	V
Máxima corriente de descarga	3000	A
Dimensiones	520x268x220	mm
Peso	71	kg

Nota: Elaborado por el autor en base a la ficha técnica de la batería (ver **Anexo 14**)

Características del contador bidireccional

El contador bidireccional es un dispositivo que permite cuantificar el intercambio que existe en las direcciones distintas, los contadores de doble dirección se emplean en sistemas de energía que complementan el sistema de energía principal, el contador nos

proporciona información de la energía de la red principal, esto nos facilita la cantidad de energía necesaria, las características del inversor se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 28:
Características del contador bidireccional

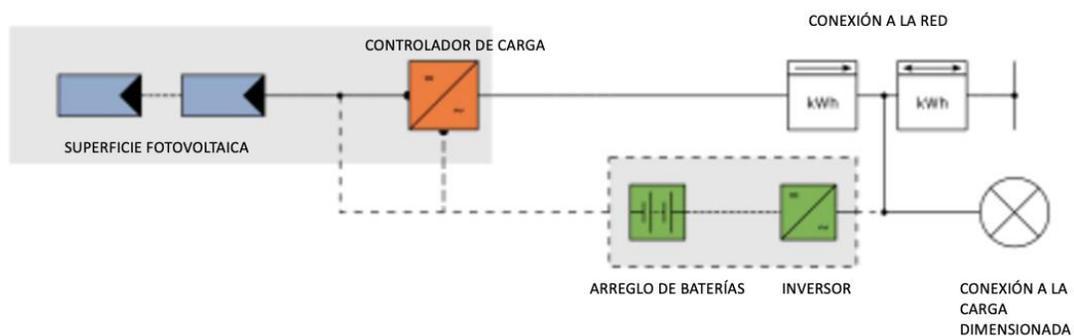
Propiedad	Valor	Unidad
Marca	EASTRON	
Modelo	SMD630-Pulse V2	
Vida útil	15 años	
Corriente nominal	10	A
Corriente nominal máxima	100	A
Voltaje nominal	230/400	V
Dimensiones	100x76x66	mm

Nota: Elaborado por el autor en función de los datos proporcionados por el fabricante en la ficha técnica del equipo (ver Anexo 20)

Esquema técnico del sistema de respaldo

Para representar de manera técnica como se comportarían los componentes se propone el siguiente diseño:

Figura 22:
Diagrama del sistema de respaldo



Nota: Elaborado por el autor en función de las características del sistema propuesto.

En la **Figura 22**, se muestra el esquema de las conexiones que se pretende realizar, consta de elementos como los arreglos de paneles (2) mismos que van a estar conectados en serie y en paralelo, 19 y 8 respectivamente, se ubican los disyuntores para los paneles, además se diagrama el controlador de carga que corresponde al arreglo de baterías, luego podemos ubicar los inversores que transforman la carga DC en AC, estos inversores van a estar conectados a un contador que va a seleccionar y manejar la carga para finalmente ir conectado a las áreas que van a beneficiarse del sistema.

Análisis de costos

Los costos estimados para la implementación del sistema fotovoltaico debemos analizar las variantes que componen la implementación del sistema, estas variantes tienen que ver con los equipos necesarios y la mano de obra necesaria para ejecutar el proyecto.

Costos de materiales y equipos

Figura 23

Costo de materiales y equipos del sistema

FACTURA PROFORMA			
Fecha de factura:	400780		
Número de factura:	20001		
Fecha de vencimiento:	10/10/24		
SOLAR ENERGY		CRISTHIAN RAMON	
Dirección:	Av Mariana de Jesus y la Granja	Dirección:	Av Susana Letor 538E
CI/RUC	179265945001	CI/RUC	1725188047
Ciudad	Quito- Ecuador	Ciudad	Quito-Ecuador
email	solarec22@hotmail.com	email	cris_lord10@hotmail.com
Descripción	Unidades	Precio Unitario	Precio
Batería de gel 220A-12V	255	\$ 450,00	\$ 114.750
Panel Solar monocristalino 450 W	152	\$ 650,00	\$ 98.800
Soporte panel solar	152	\$ 35,00	\$ 5.320
Inversor bidireccional 100 kW	1	\$ 25.000,00	\$ 25.000
Conductor cobre N8, rollo 100m	2	\$ 121,00	\$ 242
Conductor cobre ND, rollo 100m	2	\$ 445,00	\$ 890
Manguera anillada 1/2 pulgada, rollo 100m	2	\$ 30,00	\$ 60
Manguera anillada 1 pulgada, rollo 100m	2	\$ 60,00	\$ 120
Disyuntor CC	8	\$ 40,00	\$ 320
Disyuntor CA	2	\$ 95,00	\$ 190
Disyuntor inv	1	\$ 12,50	\$ 13
Controlador de carga	1	\$ 470,00	\$ 470
Comentarios		SUBTOTAL:	\$ 246.175
COTIZACION VÁLIDA POR 30M DIAS, LUEGO DE ESTA TIEMPO EL PRECIO DE LOS MATERIALES PUEDE FLUCTUAR EN FUNCIÓN DE LA VARIACION DEL MERCADO		IVA:	\$ 36.926
		TOTAL	\$ 283.100,7

Nota: Cotización. Proporcionada por SOLAR ENERGY, 2024

Costos de mano de obra

Los costos de mano de obra se calculan en función del trabajo desempeñado, así como los seguros de ley que corresponden al aporte del seguro social IESS que corresponden al 11,15% (IESS, 2024), además de esto se deben considerar los rubros correspondientes al décimo tercer sueldo, estos rubros están considerados dentro de la ley del trabajo.

Las consideraciones señaladas van en función del tiempo estimado de instalación que se analiza en el diagrama de GANTT que establece los tiempos mínimos y máximos para ejecutar las tareas establecidas por el analista de tiempos de instalación. Así mismo es necesario considerar que los rubros de cada trabajador varía en cuanto a su expertiz dentro del tema, esto se analiza en la siguiente tabla:

Tabla 29

Costos de mano de obra

Cargo	Salario	Costo por hora	Costo por día
Director del proyecto	\$3.000	\$19,50	\$156
Técnico Fotovoltaico	\$2.000	\$12,50	\$100
Soldador	\$2.000	\$12,50	\$100
Electricista	\$1.500	\$10	\$80
Mano de obra no calificada	\$460	\$3,06	\$24,48

Nota: Elaborado por el autor en base a los salarios expuestos en (CAMICON, 2024)

Cronograma de actividades

Las actividades necesarias para desarrollar el proyecto deben estar definidas en orden cronológico para determinar las fechas límite de ejecución, así como las holguras de

cada actividad, es útil incluso para determinar el costo de mano de obra y así los costos totales del proyecto. Estas actividades se detallan a continuación:

Inducción del proyecto a la alta dirección: Se debe presentar el proyecto desarrollado a la alta dirección desde sus matices de inicio hasta el análisis de costos, esta presentación debe incluir temas trascendentales ya que la alta dirección no suele disponer de mucho tiempo, para esto se destinará en un plazo de 8 días, 5 días destinados a la producción del material a presentar, 2 días para preparar e inducir a las áreas técnicas relacionadas y finalmente 1 día para presentar el proyecto a la dirección.

Compra de materiales y equipos necesarios para el proyecto: Para esta actividad es necesario que la alta dirección haya aprobado el proyecto y luego realizar la compra de los materiales con el proveedor que más convenga para el sistema, estas actividades deben desarrollarse en un lapso de 8 días, 5 días para la compra de materiales y los 3 días restantes al transporte hacia donde se pretende instalar el sistema.

Preparación del lugar donde va a ir ubicado el sistema: esta actividad tomará un lapso de 17 días ya que se deben finalizar las actividades previas, además se deben considerar que se debe tomar 1 día para tomar la inclinación del sitio donde se van a instalar los paneles, 2 días para realizar actividades de limpieza donde se va a instalar el sistema y finalmente 5 días para realizar las modificaciones del lugar e instalar las bases de los paneles que irán soldados uno con otro a las estructuras del edificio tomará 2 días.

Instalación de la superficie fotovoltaica: esta actividad tendrá una duración de 2 días y está dividida en 2 tareas las cuales son instalar los paneles en la superficie previamente instalada y luego de esto se deben hacer las conexiones de los componentes principalmente eléctricos.

Conexión del arreglo de paneles al sistema de almacenamiento energético: esta actividad tendrá una duración de 6 días, estas actividades se dividen en 2, dedicaremos 3 días en posicionar el sistema de almacenamiento y conectarlos hacia el sistema de paneles y los 3 días restantes se utilizarán para conectar el sistema de control eléctrico.

Etapa de prueba del sistema: esta actividad tendrá una duración de 3 días que contemplan 2 días de mediciones de parámetros eléctricos de funcionamiento y finalmente 1 día para realizar ajustes necesarios para mejorar el funcionamiento del sistema.

Capacitación e integración del sistema hacia el personal: esta actividad tiene una duración de 25 días, en este tiempo se proporcionarán 5 días para la preparación del material para capacitar en función del personal disponible, 10 días para la capacitación del personal in situ del sistema tanto para el personal operativo como para el personal especializado, finalmente se disponen de 10 días para realizar la retroalimentación sobre el funcionamiento sistema con respecto a la capacitación.

Existe una fecha tentativa de inicio de las actividades y esta fecha corresponde al inicio del año puesto que las entidades públicas manejan el plan anual de contratación (PAC), el cual pretende cumplir con los objetivos y necesidades institucionales , asociados al plan de desarrollo del presupuesto del estado (LOSNCP, 2024), de esta manera la implementación se daría en enero del 2025 (2025-01-01) , a partir de esta fecha tendremos un plazo de 53 días para elaborar el proyecto de manera final, esto significa un periodo de 3 meses.

Figura 24

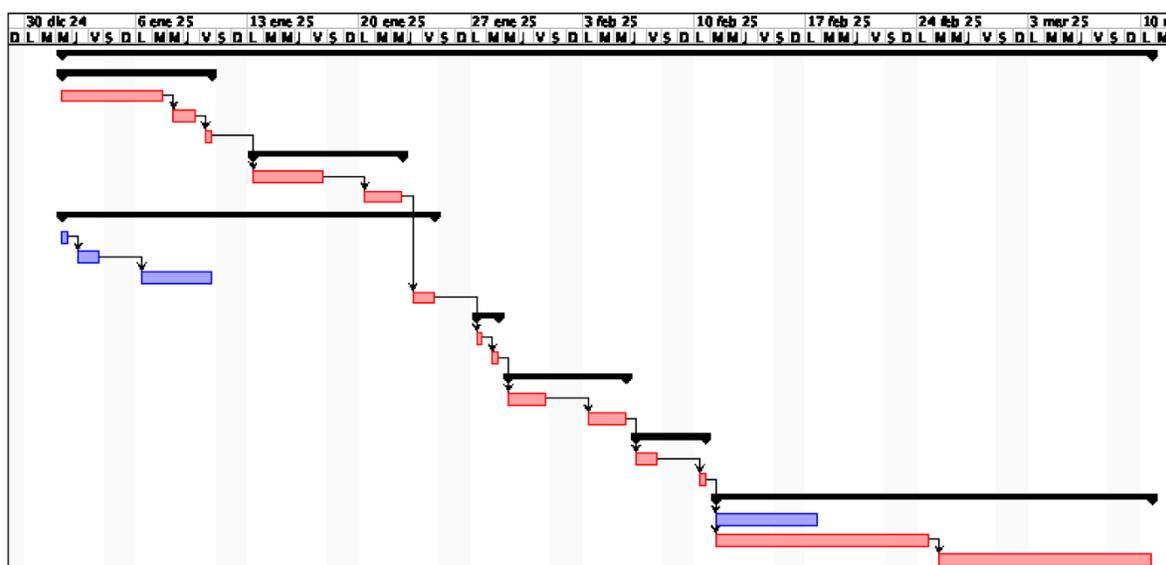
Cronograma de implementación de la propuesta

	⊞	Nombre	Duración	Inicio	Terminado	Predecesores
1		⊞ Implementación del FV	49 days?	1/01/25 8:00	10/03/25 17:00	
2		⊞ Inducción de la propuesta	8 days?	1/01/25 8:00	10/01/25 17:00	
3		Producción del material a presentar	5 days	1/01/25 8:00	7/01/25 17:00	
4		Preparar e inducir a las áreas técnicas	2 days	8/01/25 8:00	9/01/25 17:00	3
5		Presentar el proyecto a la dirección	1 day?	10/01/25 8:00	10/01/25 17:00	4
6		⊞ Compra de materiales	8 days	13/01/25 8:00	22/01/25 17:00	
7		Compra de materiales y elementos	5 days	13/01/25 8:00	17/01/25 17:00	5
8		Transporte de materiales y elementos	3 days	20/01/25 8:00	22/01/25 17:00	7
9		⊞ Preparación del lugar	18 days	1/01/25 8:00	24/01/25 17:00	
10		Calcular las inclinaciones	1 day	1/01/25 8:00	1/01/25 17:00	
11		Limpieza de la superficie	2 days	2/01/25 8:00	3/01/25 17:00	10
12		Realizar modificaciones necesarias	5 days	6/01/25 8:00	10/01/25 17:00	11
13		Colocación del bases de paneles	2 days	23/01/25 8:00	24/01/25 17:00	8
14		⊞ Instalación del sistema FV	2 days	27/01/25 8:00	28/01/25 17:00	
15		Instalación del sistema de paneles en bas	1 day	27/01/25 8:00	27/01/25 17:00	13
16		Conectar los componentes del sistema	1 day	28/01/25 8:00	28/01/25 17:00	15
17		⊞ Conexión de los sistemas	6 days	29/01/25 8:00	5/02/25 17:00	
18		Ubicar los sistemas de almacenamiento	3 days	29/01/25 8:00	31/01/25 17:00	16
19		Conectar el sistema de control eléctrico	3 days	3/02/25 8:00	5/02/25 17:00	18
20		⊞ Prueba del sistema	3 days	6/02/25 8:00	10/02/25 17:00	
21		Medición de parámetros eléctricos	2 days	6/02/25 8:00	7/02/25 17:00	19
22		Realizar ajustes necesarios en el sistema	1 day	10/02/25 8:00	10/02/25 17:00	21
23		⊞ Capacitación hacia el personal	20 days	11/02/25 8:00	10/03/25 17:00	
24		Preparación del material para capacitar	5 days	11/02/25 8:00	17/02/25 17:00	22
25		Capacitar al personal IN-SITU	10 days	11/02/25 8:00	24/02/25 17:00	22
26		Revision del aprendizaje y mejora	10 days	25/02/25 8:00	10/03/25 17:00	25

Nota. Elaborado por el autor en función de las actividades previamente establecidas y en los tiempos de ejecución de acuerdo con las fechas de inicio, desarrollado en el software Poyect Libre.

Figura 25

Diagrama de Gantt para la propuesta



Nota. Elaborado por el autor en base de la **Figura 24** en el software Project Libre.

Luego de analizar los costos de los materiales como el de la mano de obra, así como el tiempo destinado a realizar el proyecto podemos determinar el análisis económico de todas las variables que comprenden el proyecto analizando.

En la **Figura 23** se muestra el costo de los materiales y equipos necesarios que corresponde a un valor de \$283.100, con respecto a la mano de obra se especifica en la **Tabla 29** el salario de cada especialista, con base a esto en cuanto a las actividades de cada técnico se realiza el siguiente análisis de costos de mano de obra:

Tabla 30

Costos de implementación

Actividad	Personal a cargo	Tiempo	Costo
Inducción del proyecto a la alta dirección	-director del proyecto	8 días	\$1.248
Adquisición de materiales	-Técnico FV	8 días	\$800
Preparación del lugar de instalación	-Soldador -Mano de obra no calificada	18 días	\$2.240
Instalación del sistema FV	-Técnico eléctrico -Técnico FV	2 días	\$360
Conexión de los sistemas de almacenamiento y control	-Técnico eléctrico -Técnico FV	6 días	\$1.080
Pruebas del sistema y ajustes	-Técnico eléctrico -Técnico FV	3 días	\$540
Capacitación del personal operativo	-director del proyecto	20 días	\$3.120

Nota: Elaborado por el autor con respecto a los salarios de los especialistas y los tiempos de cada actividad, el costo de la implementación es de \$9.388 en un tiempo de 49 días, cabe mencionar que este tiempo se reduce ya que mientras se realiza una actividad otra puede desarrollarse de manera simultánea.

Con este análisis podemos determinar que el costo de la implementación total sería la suma de los valores de materiales y equipos y mano de obra para implementar.

$$\text{Costo de implementación} = \text{Costo mano de obras y equipos} + \text{Mano de obra} \quad (36)$$

$$\text{Costo de implementación} = \$283.100 + \$9.388$$

$$\text{Costo de implementación} = \$292.488$$

Análisis TIR y tiempo de recuperación de la inversión inicial

Para realizar un análisis de la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión inicial debemos conocer las variables que afectan a nuestro proyecto, para esto es necesario conocer que.

$$TIR = \left(\frac{\text{FLUJO DE EFECTIVO NETO}}{\text{INVERSIÓN INICIAL}} \right)^{\frac{1}{\text{Número de periodos}}} - 1 \quad (37)$$

Donde:

TIR= Tasa interna de retorno

Flujo de efectivo neto= Ahorro anual por la implementación del sistema

Inversión inicial= Dinero invertido al inicio del proyecto

Número de periodos= Tiempo estimado de la duración del proyecto en años

$$TIR = \left(\frac{40.000}{292.488} \right)^{\frac{1}{25}} - 1 * 100\%$$

$$TIR = 13,04\%$$

El porcentaje del 13,04% nos indica que la tasa de retorno es rentable ya que es mayor al 10%, los cálculos del TIR tienen una expectativa mínima del 10%, para realizar los cálculos del TIR se los hace mediante iteración o algoritmos numéricos, para nuestro caso utilizamos el software PYTHON, como podemos observar en la **Figura 26** donde se muestra el ingreso de datos para realizar las iteraciones necesarias para obtener el TIR correcto.

Figura 26
Cálculo del TIR

```
python

import numpy_financial as npf

# Datos proporcionados
inversion_inicial = 292488 # USD
flujos_anuales = 40000 # USD
duracion_proyecto = 25 # años

# Definimos los flujos de caja
flujos = [-inversion_inicial] + [flujos_anuales] * duracion_proyecto

# Calculamos la TIR
tir = npf.irr(flujos) * 100 # Convertimos a porcentaje

print(tir)
```

Nota: cálculo del TIR dentro del software PYTON, elaborado por el autor.

Payback Period

El tiempo de recuperación de la inversión contempla un cálculo relativamente simple ya que utilizamos el flujo de efectivo anual y lo vamos restando de la inversión inicial hasta conseguir los años en los que se recupera la inversión. Se necesita recuperar la inversión inicial de \$292.488.

- Año 1:

$$\text{Saldo pendiente} = 292.488 - 40.000 = 252.488$$

- Año 2:

$$\text{Saldo pendiente} = 252.488 - 40.000 = 212.488$$

- Año 3:

$$\text{Saldo pendiente} = 212.488 - 40.000 = 172.488$$

- Año 4:

$$\text{Saldo pendiente} = 172.488 - 40.000 = 132.488$$

- Año 5:

Saldo pendiente= $132.488-40.000 =92.488$

- Año 6:

Saldo pendiente= $92.488-40.000 =52.488$

- Año 7:

Saldo pendiente= $52.488-40.000 =12.488$

- Año 8:

Saldo pendiente= $12.488-40.000 =-27.512$

Con los cálculos establecidos tenemos una recuperación al año #8, incluso se genera un excedente de \$27.512.

Además, es necesario considerar que el estado proporciona incentivos a las empresas que impulsan la generación de energía eléctrica por energías renovables, algunos de los incentivos pueden ser:

Exoneración de impuestos: Los proyectos de energías renovables pueden verse beneficiados por la exoneración de impuestos a la renta (SRI) por un periodo de hasta 8 años, además se puede generar una exoneración del IVA en la importación de maquinarias y equipos para el desarrollo de proyectos por energías limpias. (Diego Arias, 2022)

Tarifas preferenciales y acceso a la red: Las empresas que generan de alguna forma energía limpia tienen prioridad para el despacho de energía por parte de la red eléctrica nacional además de tarifas preferenciales por la venta de energía excedente del sistema.

Créditos especiales como incentivo: Las instituciones financieras proporcionan créditos verdes a tasas preferenciales para las inversiones de proyectos de energías renovables, generalmente el Bando de Desarrollo del Ecuador apoya a estos proyectos.

Resultados esperados

El dimensionamiento propuesto pretende abastecer el servicio eléctrico de las áreas críticas de un hospital de manera ininterrumpida para dar funcionamiento y asistencia a pacientes que al estar en un área de monitoreo constante. El funcionamiento que se pretende proporcionar abastece un laso de 14 horas en caso de una interrupción del servicio interconectado al servicio nacional, el uso de este sistema además reduce el impacto ambiental que genera el actual sistema de respaldo que genera emisiones de Co2 ya que es un sistema electrógeno Diesel.

Para esto se pretende calcular el aprovechamiento de la energía generada por el sistema propuesto y comparar la energía extra y la energía total generad, esta relación se puede representar mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{\text{Energía extra}}{\text{Energía generada}}\right) * 100$$

Donde:

Aprovechamiento= Porcentaje de aprovechamiento de la energía generada

Energía extra= Energía suplementaria generada

Energía generada= Energía generada por el sistema fotovoltaico

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{\text{Energía extra}}{\text{Energía generada}}\right) * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = \left(1 - \frac{746,345 \text{ kW} - h}{7254,5 \text{ kW} - h}\right) * 100$$

$$\text{Aprovechamiento} = 89,71\%$$

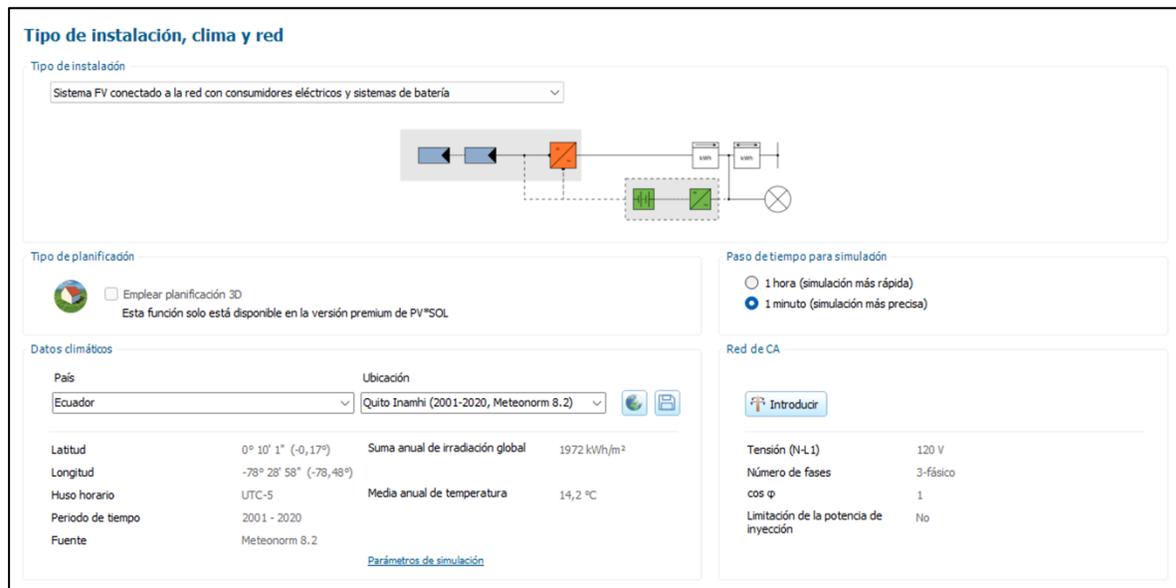
Obtenemos un aprovechamiento de casi el 90% de la energía que estamos proporcionando al sistema por lo que el sistema se encuentra dentro de los parámetros necesarios.

Simulación del proyecto

La simulación del proyecto se realizó en un software que permite trabajar con todas las variables necesarias para diseñar el proyecto, pero requiere una versión de paga para realizar la simulación en tiempo real, el software utilizado fue PV*SOL 2024 (R4) versión de prueba, para esto realizamos los siguientes pasos:

Figura 27

Tipo de instalación, clima y red.



The screenshot displays the 'Tipo de instalación, clima y red' (Installation type, climate and grid) configuration screen in PV*SOL. It is divided into several sections:

- Tipo de instalación:** A dropdown menu is set to 'Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos y sistemas de batería'.
- Diagrama:** A schematic diagram shows a PV array connected to an inverter, which is then connected to a grid (represented by a circle with a cross) and a battery system.
- Tipo de planificación:** Includes a checkbox for 'Emplear planificación 3D' (Use 3D planning) with a note that it is only available in the premium version.
- Datos climáticos:** A table of climate data for Quito, Ecuador.
- Paso de tiempo para simulación:** Radio buttons for '1 hora (simulación más rápida)' and '1 minuto (simulación más precisa)', with the 1-minute option selected.
- Red de CA:** A table of AC grid parameters.

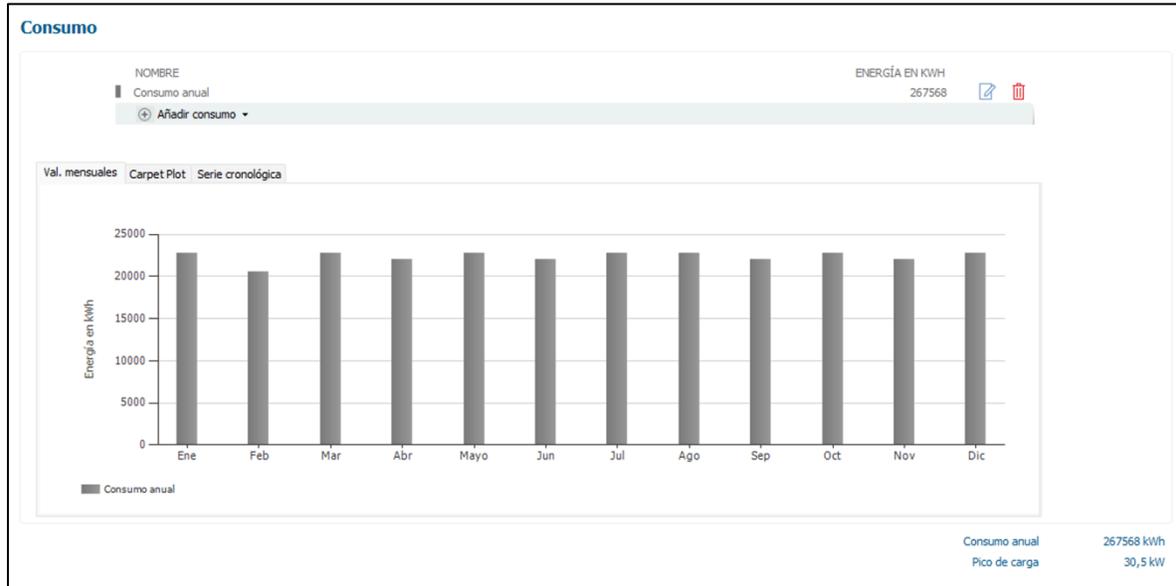
Datos climáticos			
País	Ecuador	Ubicación	Quito Inamhi (2001-2020, Meteonorm 8.2)
Latitud	0° 10' 1" (-0,17°)	Suma anual de irradiación global	1972 kWh/m²
Longitud	-78° 28' 58" (-78,48°)	Media anual de temperatura	14,2 °C
Huso horario	UTC-5		
Periodo de tiempo	2001 - 2020		
Fuente	Meteonorm 8.2		

Red de CA	
Tensión (N-L1)	120 V
Número de fases	3-fásico
cos φ	1
Limitación de la potencia de inyección	No

Nota: Se ingresan los parámetros de ubicación del sistema, así como el clima y la red que va a utilizar el proyecto, elaborado por el autor en el software PV*SOL.

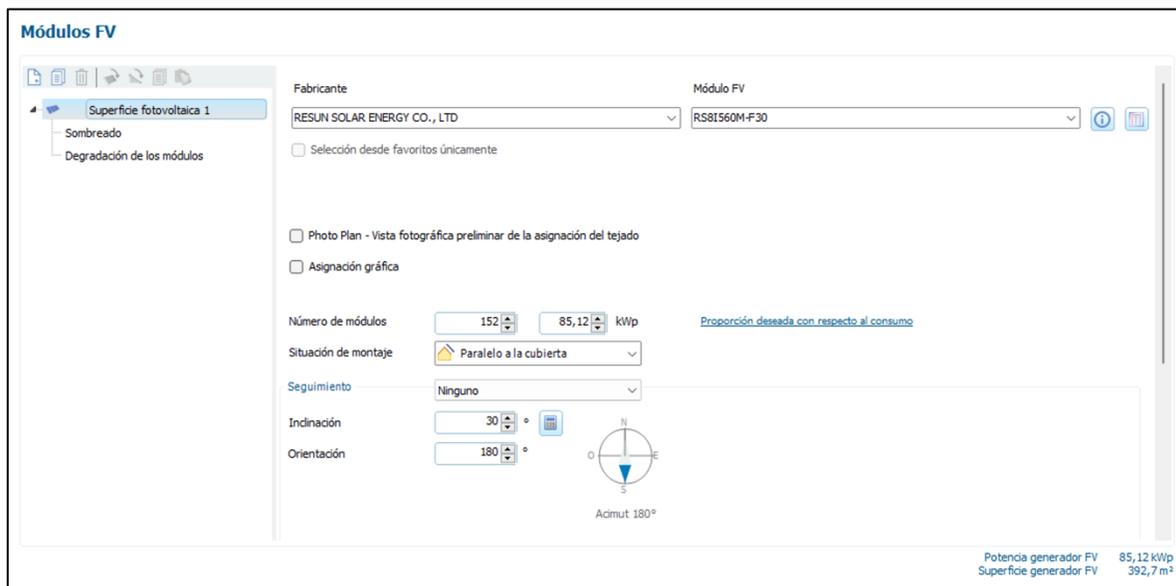
Luego de ingresar los parámetros de ubicación, ingresamos el consumo que obtuvimos en el levantamiento de la carga necesaria, en nuestro caso lo determinamos en función de la normativa de uso de energía en unidades de salud.

Figura 29
Consumo del sistema



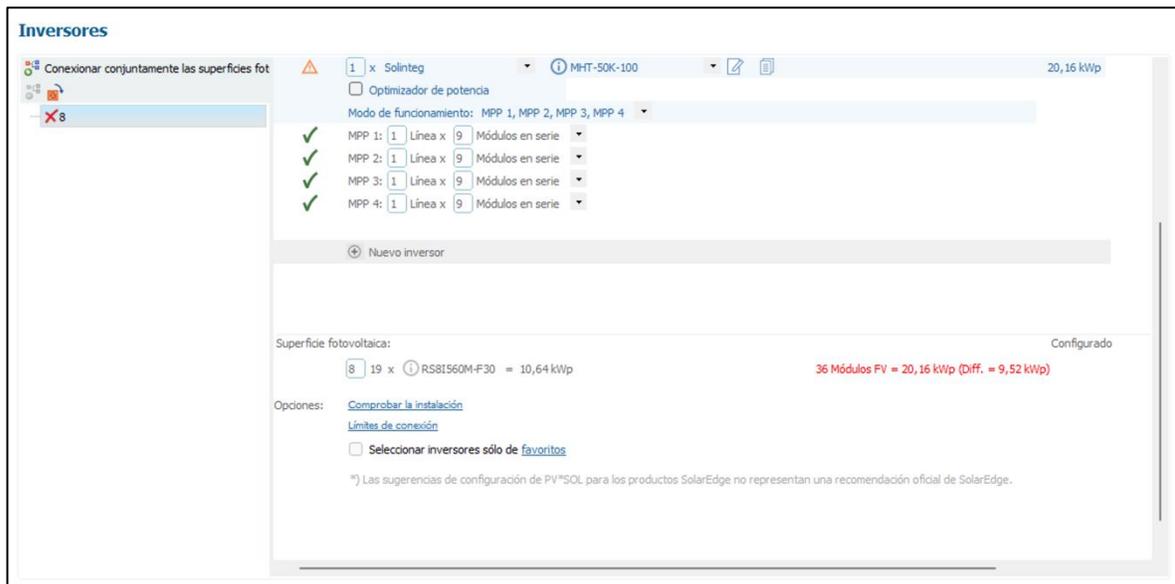
Nota: El consumo se calculó en base al tiempo de uso y la cantidad de maquinarias o elementos que van a utilizar energía como se puede observar en la **Tabla 12**.

Figura 28
Arreglo FV



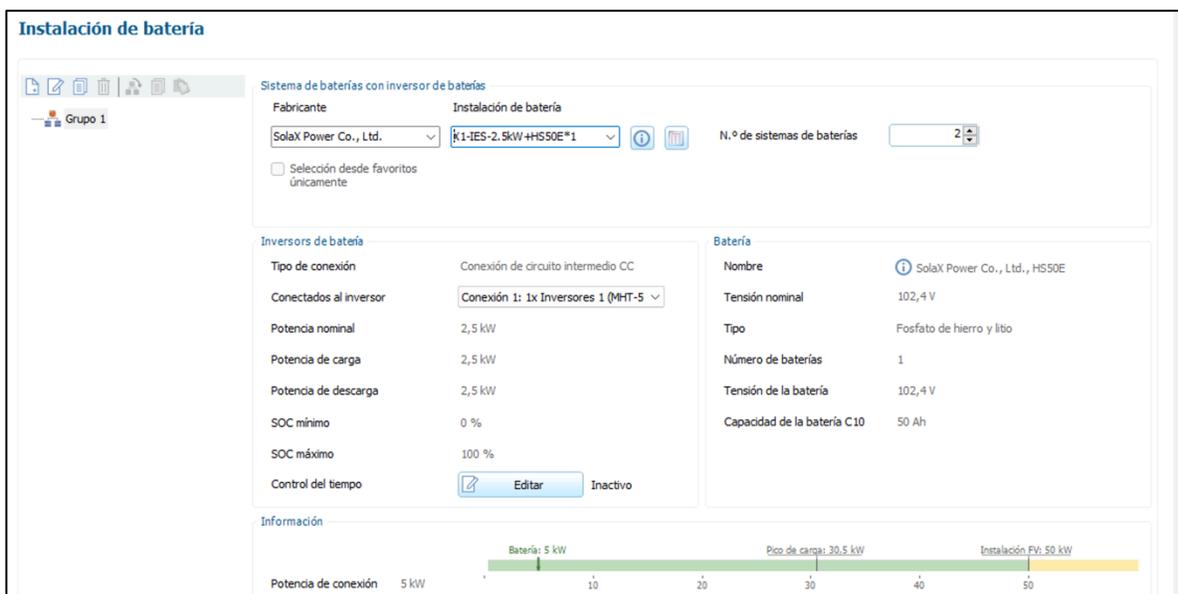
Nota: La cantidad de paneles para el arreglo se calculó en función de la cantidad de energía requerida como se puede evidenciar en la **Tabla 24**, elaborado por el autor.

Figura 30
Dimensionar el Inversor



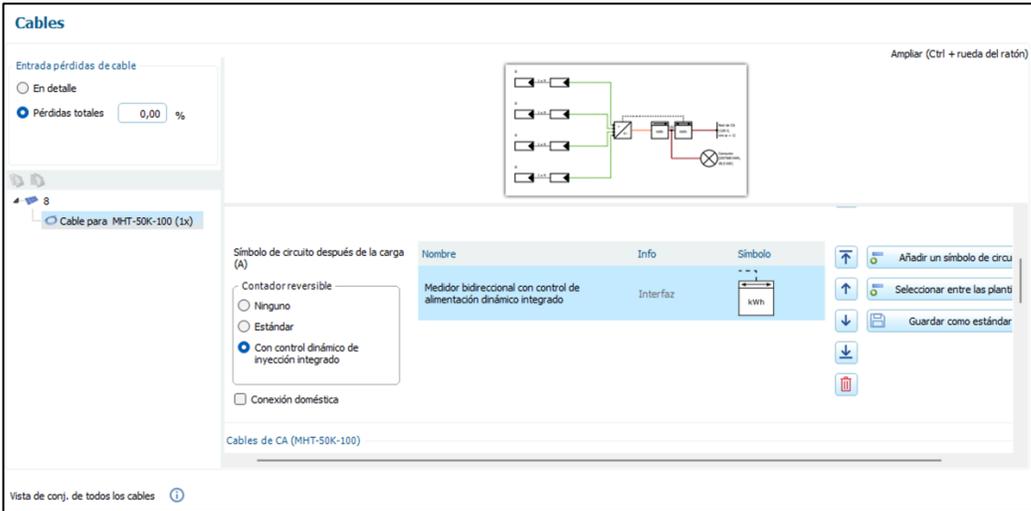
Nota: El dimensionamiento del inversor depende directamente de las características del sistema, elaborado por el autor.

Figura 31
Determinación del sistema de baterías



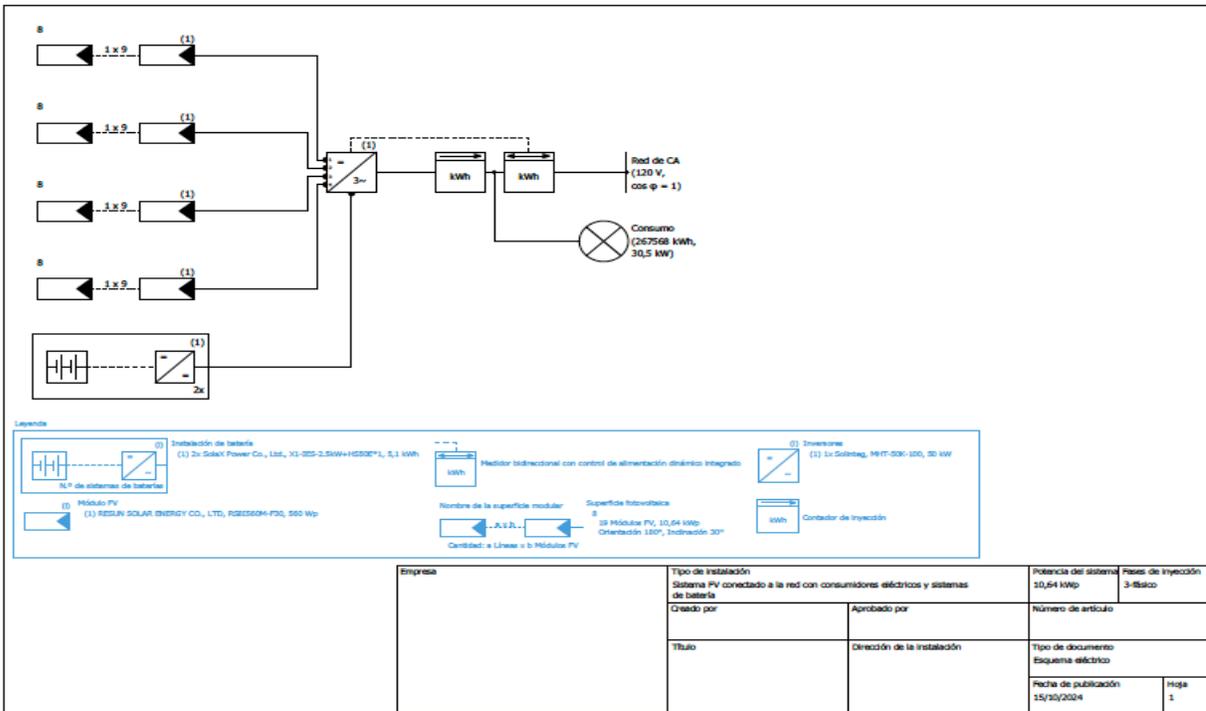
Nota: La selección del sistema de baterías se realizó en base a la cantidad que se pretende almacenar como se observa en la **Tabla 24**, elaborado por el autor.

Figura 32
Selección del cableado



Nota: El software proporciona la cantidad de cable y el calibre en función del tipo del panel, los inversores y las baterías, elaborado por el autor.

Figura 33
Planos y listado de piezas



Nota: Plano del sistema y lista de piezas, elaborado por el autor.

CAPÍTULO IV

Conclusiones

- Al realizar el levantamiento de la carga instalada en las áreas críticas del servicio objeto de estudio, mediante la identificación de los parámetros nominales y mediciones realizadas con la finalidad de verificar los mismos, se determina que la potencia total activa instalada corresponde .-**Tabla 11** la potencia activa instalada corresponde a un valor de $P= 19,11$ kW y el valor de potencia reactiva instalada $Q= 11,29$ kVAR.
- Se evalúa las diferentes fuentes de energía renovables, con la utilización de la Matriz de Holmes, en la cual se utilizan 4 indicadores, tales como: Viabilidad técnica, Situación geográfica, Costo de implementación y Eficiencia energética. Dando como resultado la fuente renovable de Energía Fotovoltaica con una puntuación de 395 pts .
- Se propone un sistema de respaldo energético que pretende garantizar el servicio de manera ininterrumpida durante 14h como indica la norma (CNDH, 2020) con la utilización del sistema fotovoltaico que se dimensionó (Ver **Tabla 24**), en cuanto a la fiabilidad del sistema, se propone una fiabilidad del servicio eléctrico en función del rendimiento de los paneles y arreglo que corresponde al 89%.

Recomendaciones

- Se recomienda una actualización sistemática de la carga instalada en cada una de las áreas críticas mediante el empleo de una bitácora electrónica.
- Se recomienda la implementación de la fuente renovable de energía fotovoltaica seleccionada al aplicar la matriz de Holmes, pues la misma cumple con los requisitos del servicio.
- Es de vital importancia concientizar a la alta directiva de la organización para implementar la propuesta realizada dada la vital importancia de los servicios críticos para la vida de las personas y el nivel de deterioro existente en las condiciones actuales de la fuente de respaldo.

Bibliografía

- Enerdata. (2024). *datos.enerdata.net*. Obtenido de <https://datos.enerdata.net/energias-renovables/eolica-solar-produccion.html>
- Barragán, E. (07 de 2019). Obtenido de [cenace.gob.ec: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/8-Edición-RTE-2012_compressed-133-154.pdf](https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/8-Edición-RTE-2012_compressed-133-154.pdf)
- Panorama Eléctrico. (2021). *controlrecursosyenergia.gob.ec*. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/05/PanoramaElectricoIV-Mayo-Baja-1.pdf>
- ARCONEL. (2015). *Oficial.ec*. Obtenido de <https://www.oficial.ec/resolucion-arconel-03815-incluyese-en-pleigo-tarifario-tarifa-general-en-baja-tension-registrador#>
- ResearchGate. (2018). Obtenido de [researchgate.net:](https://www.researchgate.net/figure/Figura-6-Precios-de-energia-renovable-en-Ecuador-En-la-Figura-6-puede-observarse-la_fig6_322213432)
https://www.researchgate.net/figure/Figura-6-Precios-de-energia-renovable-en-Ecuador-En-la-Figura-6-puede-observarse-la_fig6_322213432
- Ministerio de Energía y Minas. (2022). *recursosyenergias.gob.ec*. Obtenido de <https://www.recursosyenergia.gob.ec/central-hidroelectrica-manduriacu/#:~:text=La%20Central%20Hidroeléctrica%20Manduriacu%20de,Imbura%2C%20cantones%20Quito%20y%20Cotacachi>.
- Morocho, G. A. (2020). *dspace.ups.edu.ec*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18564/1/UPS%20-%20ST004493.pdf>

Infobae. (11 de 2023). *infobae.com*. Obtenido de <https://www.infobae.com/america/america-latina/2023/11/06/apagones-en-ecuador-se-estiman-perdidas-de-usd-26-millones-en-el-sector-comercial-de-quito/>

CENACE. (2022). *cenace.gob.ec*. Obtenido de <https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/Parte-1-Informe-Anual-2022.pdf>

CEPAL. (2020). *observatoriop10.cepal.org*. Obtenido de <https://observatoriop10.cepal.org/es/pais/ecuador>

Miranda, A. C. (Enero de 2020). *revistas.utm.edu.ec*. Obtenido de <https://revistas.utm.edu.ec/index.php/Riemat/article/view/2500>

CNDH. (2020). *cndh.org.mx*. Obtenido de <https://www.cndh.org.mx/documento/nom-016-ssa3-2012-que-establece-las-caracteristicas-minimas-de-infraestructura-y>

Omar Campos López, G. T.-E. (2019). *www.redalyc.org*. Obtenido de <https://www.redalyc.org/journal/614/61458265006/61458265006.pdf>

ISO. (2016). *ISO 14224-2016*. Obtenido de www.iso.org: <https://www.iso.org/standard/64076.html>

CONSCIOUS RELIABILITY. (2024). *consciousreliability.com*. Obtenido de <https://consciousreliability.com/norma-sae-ja1011-criterios-de-evaluacion-para-procesos-de-mantenimiento-centrado-en-confiabilidad-rcm/>

Moreno, V. M. (2022). *rte.espol.edu.ec*. Obtenido de <https://rte.espol.edu.ec/index.php/tecnologica/article/view/925/659>

Paul, Z. J. (2022). *repositorio.uti.edu.ec*.

Hospital de Especialidades Carlos Andrade Marín. (2019). *hcam.iess.gob.ec*. Obtenido de <https://hcam.iess.gob.ec/quienes->

Figueroa-Moctezuma, G. M.-N.-C.-B.-C. (05 de 07 de 2022). Obtenido de

[repository.uaeh.edu.mx:](https://repository.uaeh.edu.mx/)

<https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/tepexi/article/view/8853>

El Universo . (2020). *www.eluniverso.com*. Obtenido de

<https://www.eluniverso.com/noticias/economia/tabla-de-rango-de-consumo-de-energia-guayaquil-nota/>

Quenoticias. (2021). Obtenido de quenoticias.com: [https://quenoticias.com/noticias/como-](https://quenoticias.com/noticias/como-se-factura-el-consumo-de-energia-electrica-en-guayaquil/)

[se-factura-el-consumo-de-energia-electrica-en-guayaquil/](https://quenoticias.com/noticias/como-se-factura-el-consumo-de-energia-electrica-en-guayaquil/)

SOLARGIS. (2024). Obtenido de solargis.com/: [https://solargis.com/es/maps-and-gis-](https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador)

[data/download/ecuador](https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador)

Google Maps. (2024). Obtenido de www.google.com.ec/maps:

[https://www.google.com.ec/maps/place/Hospital+Carlos+Andrade+Mar%C3%ADn/@-0.205317,-](https://www.google.com.ec/maps/place/Hospital+Carlos+Andrade+Mar%C3%ADn/@-0.205317,-78.5072467,771m/data=!3m2!1e3!4b1!4m6!3m5!1s0x91d59a39408b202d:0x4ed99e4d37686240!8m2!3d-0.205317!4d-78.5046718!16s%2Fm%2F05mrqjz?hl=es&entry=ttu)

[78.5072467,771m/data=!3m2!1e3!4b1!4m6!3m5!1s0x91d59a39408b202d:0x4ed99e4d37686240!8m2!3d-0.205317!4d-](https://www.google.com.ec/maps/place/Hospital+Carlos+Andrade+Mar%C3%ADn/@-0.205317,-78.5072467,771m/data=!3m2!1e3!4b1!4m6!3m5!1s0x91d59a39408b202d:0x4ed99e4d37686240!8m2!3d-0.205317!4d-78.5046718!16s%2Fm%2F05mrqjz?hl=es&entry=ttu)

[78.5046718!16s%2Fm%2F05mrqjz?hl=es&entry=ttu](https://www.google.com.ec/maps/place/Hospital+Carlos+Andrade+Mar%C3%ADn/@-0.205317,-78.5072467,771m/data=!3m2!1e3!4b1!4m6!3m5!1s0x91d59a39408b202d:0x4ed99e4d37686240!8m2!3d-0.205317!4d-78.5046718!16s%2Fm%2F05mrqjz?hl=es&entry=ttu)

GLOBAL SOLAR ATLAS. (06 de 2024). Obtenido de [Globalsolaratlas.info](https://globalsolaratlas.info/)/map?s:

<https://globalsolaratlas.info/map?s=-0.20513,-78.50483&m=site&c=-0.204577,-78.503602,15>

ELECTROPREGUNTAS. (2020). *lectropreguntas.com*. Obtenido de

<https://electropreguntas.com/curva-caracteristica-del-diodo-zener-teoria-y-aplicaciones/>

- ELECTROSITIO. (2020). *electrositio.com*. Obtenido de <https://electrositio.com/cual-es-la-funcion-de-un-diodo-zener-en-la-regulacion-del-voltaje-directo/>
- Chapi, D. (2024). Obtenido de repositorio.uti.edu.ec:
<https://repositorio.uti.edu.ec/handle/123456789/6682>
- NEC. (2018). Obtenido de [habitatyvivienda.gob.ec](https://www.habitatyvivienda.gob.ec/):
<https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2023/03/1.-NEC-SB-Instalaciones-Electricas.pdf>
- SAE. (2011). Obtenido de www.sae.org:
https://www.sae.org/standards/content/ja1012_201108/preview/
- ISO. (09 de 2016). Obtenido de www.iso.org: <https://www.iso.org/standard/64076.html>
- SOLIS. (2020). Obtenido de www.ginlong.com:
[https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-\(100-110\)K-5G_GBR_V2,1_2022_10.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-(100-110)K-5G_GBR_V2,1_2022_10.pdf)
- SERCOP. (2023). Obtenido de portal.compraspublicas.gob.ec:
<https://portal.compraspublicas.gob.ec/sercop/wp-content/uploads/2023/08/f-01-08-2023-1-signed-signed-signed-signed-signed-signed-signed-signed-signed0186573001690986424.pdf>
- Outbackpower. (Junio de 2022). Obtenido de www.outbackpower.com:
https://www.outbackpower.com/downloads/documents/charge_controllers/flexmax_100_afci/fm100_afci_manual.pdf
- Topon-Visarrea, B. Z. (2021). Renewable Energy System Design for Electric Power Generation on Urban Historical Heritage Places in Ecuador. *SPRINGER*, 605-612.

IESS. (2024). *www.iesgob.ec*. Obtenido de

<https://www.iesgob.ec/es/web/guest/preguntas-frecuentes-afiliacion#:~:text=¿CUÁLES%20SON%20LOS%20PORCENTAJES%20DE,y%20Patronal%2011%2C15%25>).

CAMICON. (2024). *www.contraloria.gob.ec*. Obtenido de

<https://www.contraloria.gob.ec/WFDescarga.aspx?id=2776&tipo=doc>

LOSNCP. (2024). *www.educacionsuperior.gob.ec*. Obtenido de

https://www.educacionsuperior.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/01/resolucion_pac_cz5y8_2024...pdf

Diego Arias, P. G. (Junio de 2022). *http://scielo.senescyt.gob.ec/*. Obtenido de

http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2602-84922022000100091

ANEXOS

Anexo 1: Interconexión entre línea de distribución y generador a Diesel



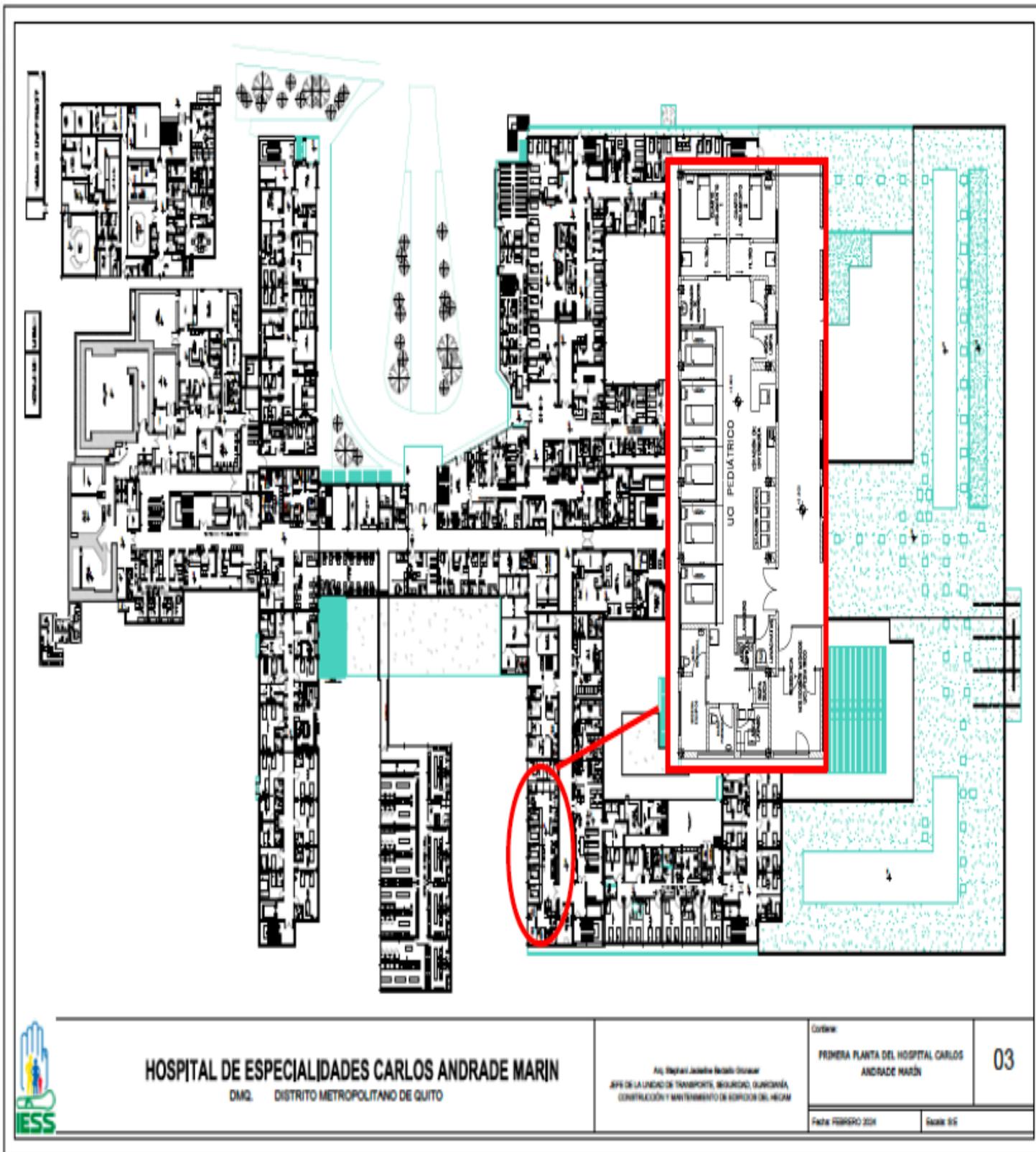
Anexo 2 : Tanques de almacenamiento de generadores 1 y 2



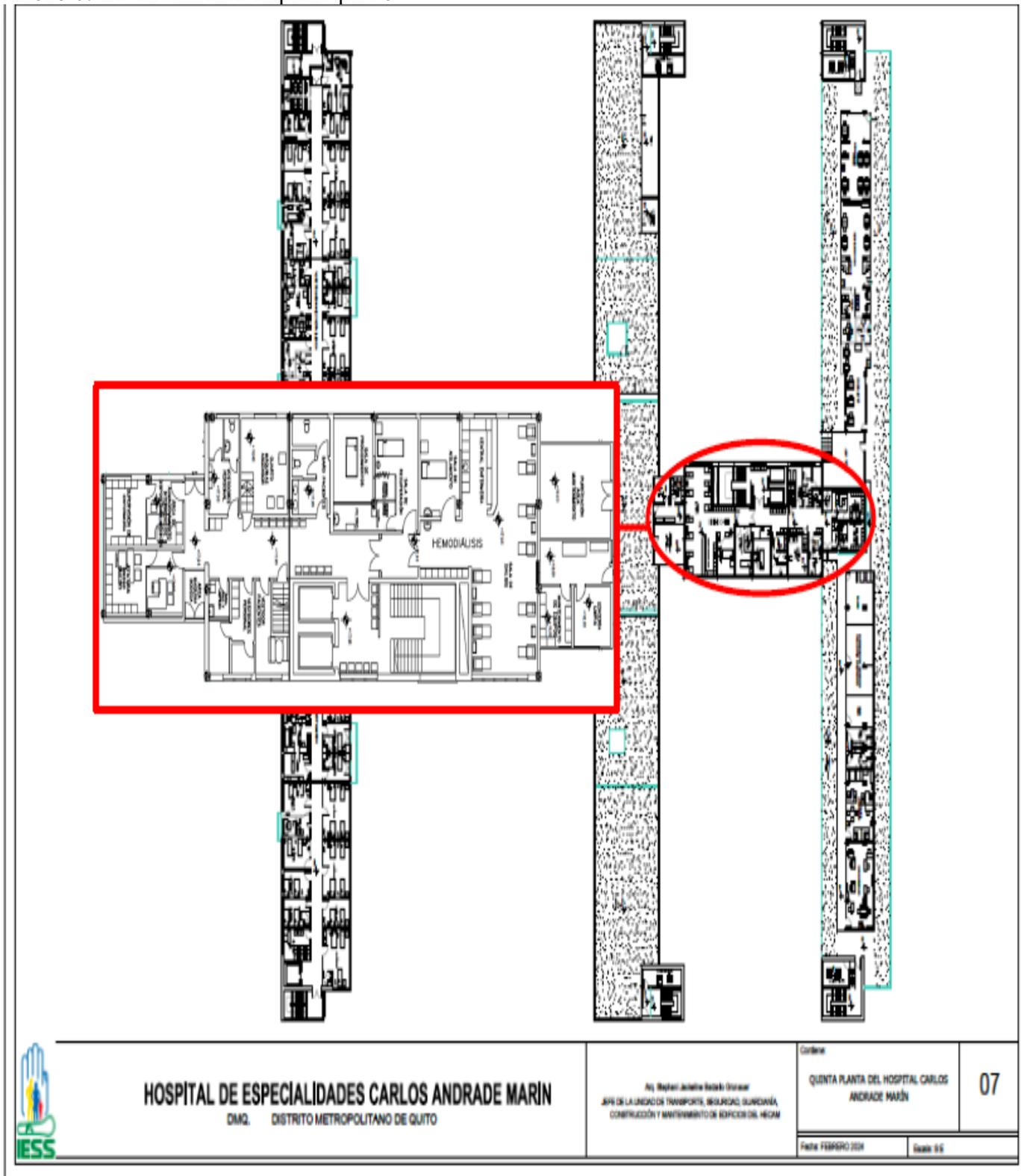
Anexo 3: Tanque de almacenamiento generador 3



Anexo 4: Levantamiento en plano piso 1



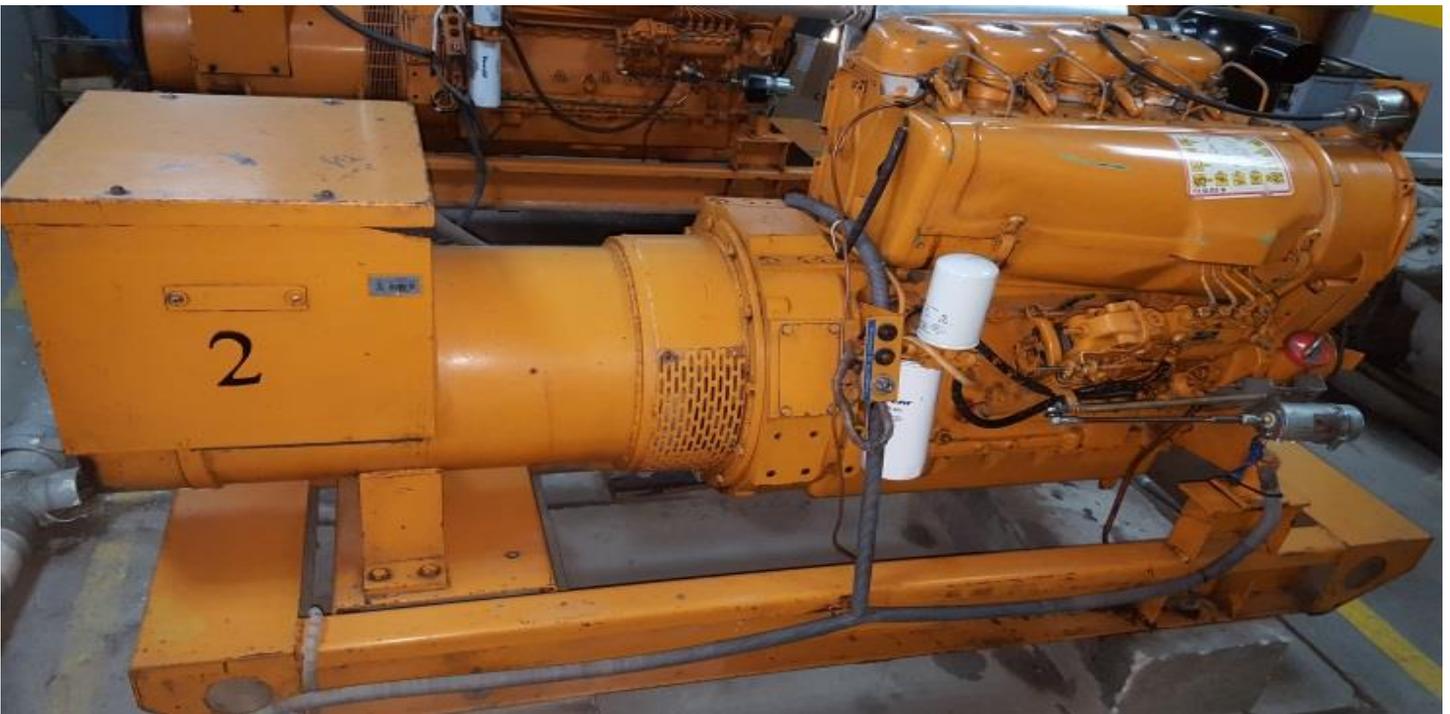
Anexo 6: Levantamiento en plano piso 5



Anexo 8: Generador Diesel #1



Anexo 7 :Generador Diesel #2



Anexo 9: Diámetros de tubería y conductor

Diámetro interior de la tubería		100% del área total		1 conductor (53%)		2 conductores (31%)		3 conductores (43%)		4 conductores y más (40%)	
in	mm	mm ²	in ²	mm ²	in ²	mm ²	in ²	mm ²	in ²	mm ²	in ²
$\frac{1}{2}$	12.7	193.56	0.30	103.23	0.16	58.07	0.09	83.87	0.13	77.42	0.12
$\frac{3}{4}$	19.0	341.95	0.53	180.65	0.28	123.23	0.16	148.39	0.23	135.49	0.21
$1 \frac{1}{4}$	25.4	554.87	0.86	296.79	0.46	174.20	0.27	238.72	0.37	219.37	0.34
$1 \frac{1}{2}$	31.8	967.79	1.50	516.16	0.80	303.24	0.47	419.38	0.65	387.11	0.60
$1 \frac{3}{4}$	38.0	1 316.20	2.04	696.81	1.08	406.47	0.63	567.77	0.88	529.06	0.82
2	50.8	2 167.85	3.36	1 148.45	1.78	671.00	1.04	929.08	1.44	864.56	1.34
$2 \frac{1}{2}$	63.3	3 090.48	4.79	1 638.79	2.54	954.89	1.48	1 329.10	2.06	1 238.77	1.92
3	76.2	4 761.54	7.38	2 522.71	3.91	1 477.49	2.29	2 045.27	3.17	1 903.33	2.95
$3 \frac{1}{2}$	88.8	6 387.43	9.9	3 371.14	5.25	1 980.75	3.07	2 748.53	4.26	2 554.97	3.96
4	102	8 206.88	12.72	4 348.61	6.74	2 542.07	3.94	3 529.22	5.47	3 284.04	5.09
5	127	12 903.90	20.00	6 839.07	10.60	4 000.20	6.20	5 548.58	8.60	5 161.56	8.00
6		18 639.69	28.89	9 877.94	15.31	5 780.95	8.96	8 013.32	12.42	7 458.45	11.56

Anexo 10: factor de corrección de temperatura

Temperatura (°C)	Factor de corrección de temperatura (F. T.)
0-30	1.0
31-40	0.82
41-45	0.71
46-50	0.58
51-55	0.41

Anexo 11: Factor de corrección en base al número de conductores

Número de conductores a través de una misma tubería	F. C.
1 a 3	1,0
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
43 y más	0,5

Anexo 12: Valores nominales de los disyuntores

<i>Fusibles</i>	<i>Disyuntores o breakers</i>
15	15
20	20
25	30
30	40
35	50
40	70
45	100
50	125
60	150
70	175
80	200
90	225
100	250
110	300
125	350
150	400
175	500
200	600
225	700
250	800
300	
350	
400	
450	
500	
600	
800	
1 000	
1 200	
1 600	

Anexo 14: Ficha técnica batería de gel 12V-250AH FLG 122500

BATERÍA DE GEL 12V-250AH REF. FLG 122500



Especificaciones



Voltaje Nominal	12V
Capacidad Nominal (20 Hr)	250Ah
Dimensiones	Longitud 520±2mm (20.47") Ancho 268±2mm (10.5") Altura 220±2mm (8.62") Altura Total 223±2mm (8.77")
Peso Aproximado	71.0kg (156.53lbs)
Terminal	M8
Material del Envase	ABS UL 94-HB (retardante de llama UL94V-0)
Capacidad estimada	20h/262Ah (13.1A a 10.5V) 10h/250Ah (25.0A to 10.5V) 5h/214Ah (42.86A a 10.5V)

Aplicaciones

- Energías renovables.
- Fuente de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Sistema de potencia Eléctrica (EPS).
- Energía renovable (solar y eólica).
- Sistemas de poder.
- Sistema de telecomunicaciones.
- Iluminación de emergencia
- Sistema de control automático.
- Propósito general.

Máxima Corriente de Descarga	3000A(5S)
Resistencia Interna	Carga completa a 25°C: 2.9 mΩ
Rango de Temperatura de Operación	Descarga: -40 ~60°C(-40~ 140°F) Carga: -20 ~50°C(-4~ 122°F) Almacenamiento: -20 ~50°C(-4~ 122°F)
Vida útil	15 años
Método de carga (25°C)	Corriente de carga: máx. 62.5A; recomendado 25.0A Carga en flotación: 13,5-13,8 V, recomendado 13,8 V (-18 mV/ °C) Carga de equalización: 13,8-14,1 V, recomendado 14,1 V (-24 mV/ °C) Ciclo de carga: 14,4-15.0V, recomendado 14.7V(-30mV/ °C)
Auto- descarga	3 % de capacidad reducida por mes a 25°C

Corriente Constante de Descarga (Amperios) a 25 °C (77 °F)

V/Tiempo	5min	15min	30min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V/Celda	837.90	440.82	258.44	149.04	88.78	65.33	44.18	29.45	25.66	13.6
1.65V/Celda	811.30	426.87	252.98	147.20	88.32	64.67	43.8	29.26	25.47	13.4
1.70V/Celda	779.00	417.57	247.52	146.28	87.68	63.92	43.24	28.98	25.19	13.3
1.75V/Celda	716.30	404.55	242.97	144.44	86.39	63.45	42.86	28.79	25.00	13.1
1.80V/Celda	643.15	377.58	231.14	140.76	84.73	62.98	41.83	28.50	24.71	13
1.85V/Celda	572.85	336.56	218.40	136.16	80.59	59.50	39.57	27.36	24.14	12.3

Potencia Constante de Descarga (Wattios/celda) a 25 °C (77°F)

V/Tiempo	5min	15min	30min	1h	2h	3h	5h	8h	10h	20h
1.60V/Celda	1402.20	776.55	474.11	239.48	169.28	127.84	84.60	57.00	47.60	27.00
1.65V/Celda	1349.00	761.67	470.47	291.64	168.36	125.96	83.66	56.53	47.03	26.90
1.70V/Celda	1343.30	752.37	467.74	288.88	167.44	123.14	83.00	56.34	46.55	26.80
1.75V/Celda	1252.10	747.72	463.19	286.12	166.52	123.14	82.52	55.86	46.08	26.60
1.80V/Celda	1150.45	706.80	455.91	285.20	162.84	118.44	81.31	55.39	45.70	26.50
1.85V/Celda	1026.95	632.40	418.60	264.04	158.24	115.62	77.64	53.58	44.94	26.30

www.fulibattery.co

Anexo 15: Informe GSA de irradiación solar

GLOBAL SOLAR ATLAS

BY WORLD BANK GROUP

San Juan

-00.20513°, -078.50483°

Hospital Carlos Andrade Marín, San Juan, Pichincha, Ecuador

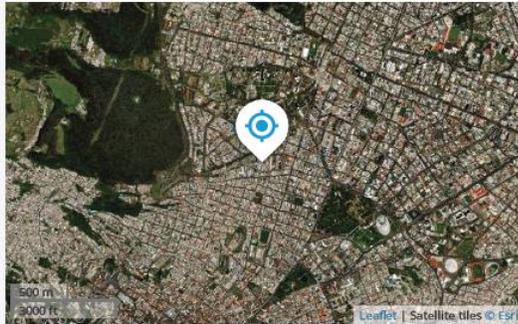
Time zone: UTC-05, America/Guayaquil [ECT]

Report generated: 25 Jun 2024

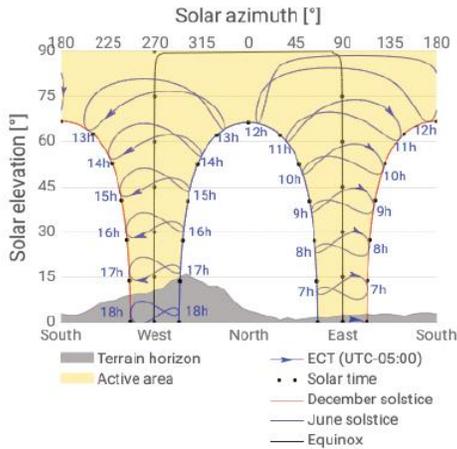
SITE INFO

Map data		Per year
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1624.0 kWh/kWp
Direct normal irradiation	DNI	1663.1 kWh/m ²
Global horizontal irradiation	GHI	1971.5 kWh/m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	820.3 kWh/m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	1974.1 kWh/m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	4 / 0 °
Air temperature	TEMP	12.2 °C
Terrain elevation	ELE	N/A

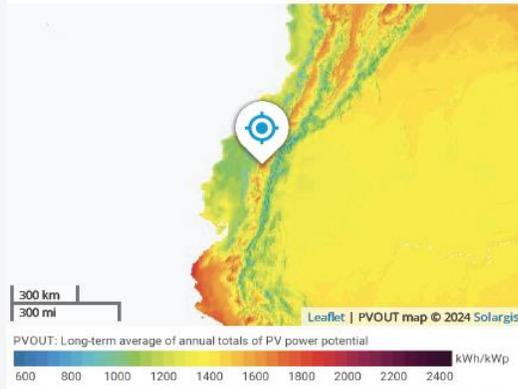
Map



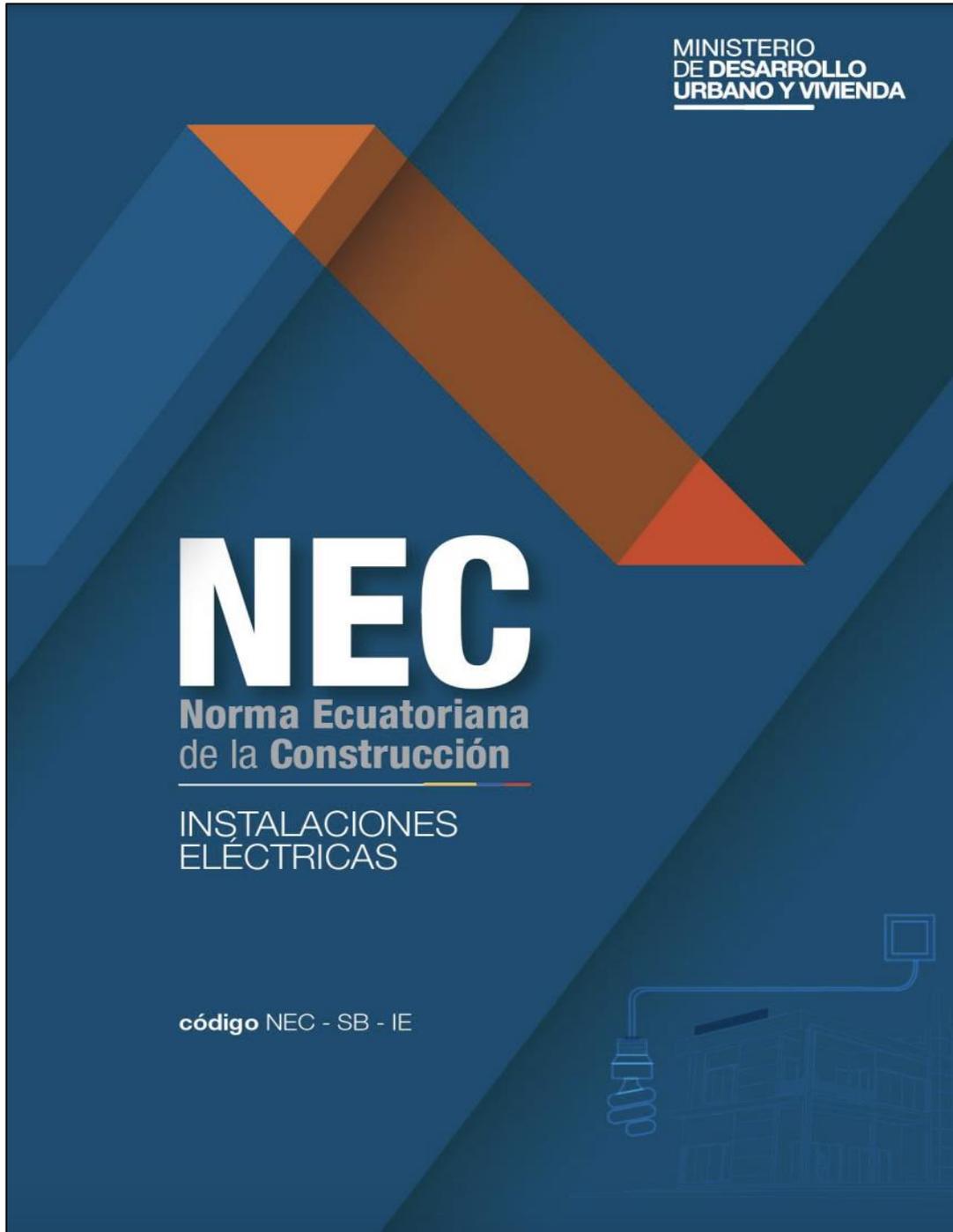
Horizon and sunpath



PVOUT map



Anexo 16: Normativa NEC-SB-IE, para las instalaciones eléctricas en el Ecuador (NEC, 2018)



Anexo 17: Sección transversal del conductor

<i>Sección transversal de conductor</i>		<i>Tipos de aislamientos:</i>
<i>mm²</i>	<i>no. en norma AWG*</i>	<i>Goma tipo R; tipo RW; tipo RU; tipo RUW; tipo RH-RW; termoplástico tipo T; tipo TW</i>
		ampere
2.1	14	15
3.3	12	20
5.2	10	30
8.4	8	40
13.3	6	55
21.2	4	70
26.6	3	80
33.6	2	95
52.4	1	110
53.1	0	125
67.7	00	145
85.2	000	165
107.5	0000	195
126.7	250 000 mil circulares	215
152.0	300 000 mil circulares	240
177.3	350 000 mil circulares	260
202.7	400 000 mil circulares	280
253.4	500 000 mil circulares	320
304.0	600 000 mil circulares	355
354.7	700 000 mil circulares	385
380.0	750 000 mil circulares	400
405.4	800 000 mil circulares	410
456.0	900 000 mil circulares	435
506.7	1 000 000 mil circulares	455
633.4	1 250 000 mil circulares	495
760.1	1 500 000 mil circulares	520
886.7	1 750 000 mil circulares	545
1 013.4	2 000 000 mil circulares	560

Anexo 18: Normativa SAE 1012, mantenimiento basado en la confiabilidad (SAE, 2011)

	SURFACE VEHICLE/ AEROSPACE RECOMMENDED PRACTICE	SAE JA1012 AUG2011
		Issued 2002-01 Revised 2011-08 Superseding JA1012 JAN2002
A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard		

RATIONALE

The document was updated as a result of the normal 5 year review cycle and to maintain consistency with the most recent revisions to SAE JA1011 – Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Changes were made to clarify the origin of the Reliability Centered Maintenance process and purpose of that document. Additionally, terminology was updated to reflect current usage in the user community and to remove items that might have been considered biased to individual commercial processes. The overall technical process remains unchanged.

FOREWORD

Reliability-Centered Maintenance (RCM) was first documented in a report written by F.S. Nowlan and H.F. Heap of United Airlines and published by the U.S. Department of Defense in 1978. It described the then-current state-of-the-art processes used to develop maintenance programs for commercial aircraft. Since then, the RCM process has been widely used by other industries, and has been extensively refined and developed. These refinements have been incorporated into numerous application documents, published by a variety of organizations around the world. Many of these documents remain faithful to the basic principles of RCM as expounded by Nowlan and Heap.

However in the development of some of these documents, key elements of the RCM process have been omitted or misinterpreted. Due to the growing popularity of RCM, other processes have emerged that have been given the name "RCM" by their proponents, but that are not based on Nowlan and Heap at all. While most of these processes may achieve some of the goals of RCM, a few are actively counterproductive, and some are even dangerous.

As a result, there has been a growing international demand for a standard that sets out the criteria that any process must comply with in order to be called "RCM." SAE JA1011 meets that need. However SAE JA1011 presupposes a high degree of familiarity with the concepts and terminology of RCM. This Guide amplifies, and where necessary clarifies, those key concepts and terms, especially those that are unique to RCM.

Note that this Guide is not intended to be a manual or a procedural guide for performing RCM. Those who wish to apply RCM are strongly encouraged to study the subject in greater detail, and to develop their competency under the guidance of experienced RCM practitioners.

SAE Technical Standards Board Rules provide that: "This report is published by SAE to advance the state of technical and engineering sciences. The use of this report is entirely voluntary, and its applicability and suitability for any particular use, including any patent infringement arising therefrom, is the sole responsibility of the user."

SAE reviews each technical report at least every five years at which time it may be reaffirmed, revised, or cancelled. SAE invites your written comments and suggestions.

Copyright © 2010 SAE International

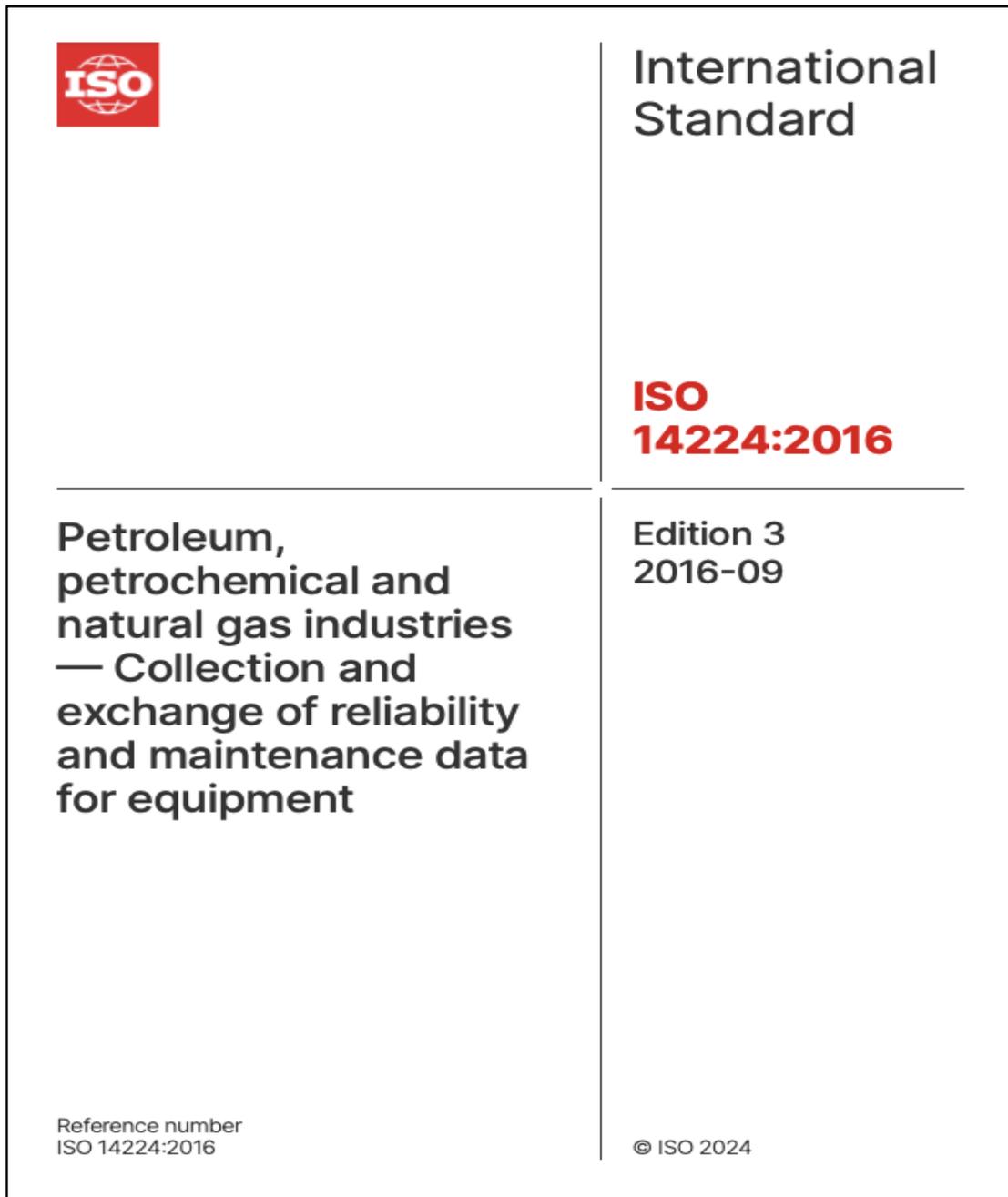
All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without the prior written permission of SAE.

TO PLACE A DOCUMENT ORDER: **Tel: 877-606-7323 (inside USA and Canada)**
 Tel: +1 724-776-4970 (outside USA)
 Fax: 724-776-0790
 Email: CustomerService@sae.org
 http://www.sae.org

SAE values your input. To provide feedback on this Technical Report, please visit http://www.sae.org/technical/standards/JA1012_201108

SAE WEB ADDRESS:

Anexo 19: Normativa ISO 14224:2016 Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural-Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos. (ISO, 2016)



Anexo 20: Características del contador bidireccional



Brand : Eastron
Model : SDM630-Pulse V2
Accuracy : Class 1 / Class B
Standard : IEC62053-21
Rated Voltage (Un) : 3x230(400)V
Voltage range : 0.8~1.2 Un
Base Current (Ib) : 10A
Max. Current : 100A
Mini Current : 0.5A
Starting current : 0.4% of Ib
Power consumption : <2W/10VA
Frequency : 50/60Hz(±2%)
**Pulse 1 Constant : 100/10/1/0.1/
0.01/0.0025imp**
Pulse 2 Constant : 400imp/kWh



AC voltage test : 4KV for 1 minute
Impulse voltage test : 6kV @ 0.5J open circuit
Over current test : 30.I_{max} for 10ms
Mechanical Environment : M1
Electromagnetic environment : E2
Working temperature : 3K6 -25~+55°C
Electrostatic Discharges : 15kV air gap IEC 61000-4-2
Electromagnetic RF Fields : 80~2000MHz IEC61000-4-3
Electrical Fast Transients : 4kV IEC61000-4-4
Surge test : 4kV IEC61000-4-5
Conducted Disturbances : 10W IEC61000-4-6
Emissions : EN55022
Climatic influences : IEC60068-2
Penetration of Dust & Water : IP51 IEC60529
Resistance to Heat & Fire : IEC60695-2-11

Anexo 21: Ficha técnica del inversor marca SOLIS (SOLIS, 2020)

		Commercial & Industrial Solar PV Solutions 	
DATASHEET		Solis-(100-110)K-5G	
Models	100K		110K
Input DC			
Max. input voltage	1100 V		
Rated voltage	600 V		
Start-up voltage	195 V		
MPPT voltage range	180-1000 V		
Max. input current	10*26 A		
Max. short circuit current	10*40 A		
MPPT number/Max. input strings number	10/20		
Output AC			
Rated output power	100 kW		110 kW
Max. apparent output power	110 kVA		121 kVA
Max. output power	110 kW		121 kW
Rated grid voltage	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V		
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz		
Rated grid output current	152.0 A / 144.3 A		167.1 A / 158.8 A
Max. output current	167.1 A / 158.8 A		183.8 A / 174.7 A
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)		
THDi	<3%		
Efficiency			
Max. efficiency	98.7%		
EU efficiency	98.3%		
Protection			
DC reverse-polarity protection	Yes		
Short circuit protection	Yes		
Output over current protection	Yes		
Surge protection	DC Type II / AC Type II (AC Type I optional)		
Grid monitoring	Yes		
Anti-islanding protection	Yes		
Temperature protection	Yes		
Strings monitoring	Yes		
I/V Curve scanning	Yes		
Integrated PID recovery	Optional		
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)	Yes ⁽¹⁾		
Integrated DC switch	Yes		
Integrated AC switch	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	1065*567*344.5 mm		
Weight	91 kg		
Topology	Transformerless		
Self-consumption (night)	<2 W		
Operating ambient temperature range	-30 ~ +60°C		
Relative humidity	0-100%		
Ingress protection	IP66		
Cooling concept	Intelligent redundant fan-cooling		
Max. operation altitude	4000 m		
Grid connection standard	VDE-AR-N 4105, VDE V 0124, VDE V 0126-1-1, UTE C15-712-1, NRS 097-1-2, G98, G99, EN 50549-1/-2, RD 1699, TOR, UNE 206006, UNE 206007-1, CEI 0-21, IEC61727, DEWA		
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-4		
Features			
DC connection	MC4 connector		
AC connection	OT terminal (max. 185 mm ²)		
Display	LCD		
Communication	RS485, Optional: Wi-Fi, GPRS, PLC		

Anexo 22: Resolución Nro. R.E-SERCOP-2023-0134 NORMATIVA SECUNDARIA DEL SISTEMA NACIONAL DE CONTRATACIÓN PÚBLICA -SNCP- (SERCOP, 2023)



RESOLUCIÓN Nro. R.E-SERCOP-2023-0134

**LA DIRECTORA GENERAL
SERVICIO NACIONAL DE CONTRATACIÓN PÚBLICA**

CONSIDERANDO:

- Que**, el artículo 82 de la Constitución de la República del Ecuador, dispone: “(...) *El derecho a la seguridad jurídica se fundamenta en el respeto a la Constitución y en la existencia de normas jurídicas previas, claras, públicas y aplicadas por las autoridades competentes (...)*”;
- Que**, el artículo 226 de la norma suprema, establece: “(...) *Las instituciones del Estado, sus organismos, dependencias, las servidoras o servidores públicos y las personas que actúen en virtud de una potestad estatal ejercerán solamente las competencias y facultades que les sean atribuidas en la Constitución y la ley. Tendrán el deber de coordinar acciones para el cumplimiento de sus fines y hacer efectivo el goce y ejercicio de los derechos reconocidos en la Constitución (...)*”;
- Que**, el artículo 227 de la Constitución de la República, establece: “(...) *La administración pública constituye un servicio a la colectividad que se rige por los principios de eficacia, eficiencia, calidad, jerarquía, desconcentración, descentralización, coordinación, participación, planificación, transparencia y evaluación (...)*”;
- Que**, el artículo 288 ibídem, señala: “(...) *Las compras públicas cumplirán con criterios de eficiencia, transparencia, calidad, responsabilidad ambiental y social. Se priorizarán los productos y servicios nacionales, en particular los provenientes de la economía popular y solidaria, y de las micro, pequeñas y medianas unidades productivas (...)*”;
- Que**, el artículo 14 del Código Orgánico Administrativo, dispone: “(...) *Principio de juridicidad. La actuación administrativa se somete a la Constitución, a los instrumentos internacionales, a la ley, a los principios, a la jurisprudencia aplicable y al presente Código. (...)*”;
- Que**, el artículo 67 del Código Orgánico Administrativo, prescribe: “(...) *Alcance de las competencias atribuidas. El ejercicio de las competencias asignadas a los órganos o entidades administrativos incluye, no solo lo expresamente definido en la ley, sino todo aquello que sea necesario para el cumplimiento de sus funciones (...)*”;
- Que**, el artículo 130 del Código Orgánico Administrativo, dispone: “(...) *Las máximas autoridades administrativas tienen competencia normativa de carácter administrativo únicamente para regular los asuntos internos del órgano a su cargo, salvo los casos en los que la ley prevea esta competencia para la máxima autoridad legislativa de una administración pública. La competencia regulatoria de las actuaciones de las personas debe estar expresamente atribuida en la ley (...)*”;
- Que**, el artículo 4 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública -LOSNCOP- dispone que para la aplicación de la aludida Ley y de los contratos que de ella deriven, se

1



Specifications

Table 10 Electrical and Mechanical Specifications

Specification	Value
Maximum Continuous Output Current	100 Adc
Maximum Input Current (short-circuit)	64 Adc
Nominal Battery System Voltage	24, 36, or 48 Vdc (automatically adjusted)
PV Open-Circuit Voltage	300 Vdc (highest open-circuit voltage before equipment damage)
Operating Voltage Range	Low 15 Vdc (lowest battery voltage for functionality)
	High 290 Vdc temperature corrected V_{oc} (operational maximum)
Standby Power Consumption	~2.5 W
Charge Cycle	Three-stage
Minimum Battery Bank Size	100 Ahr
Charging (Output) Range	20 to 68 Vdc
Temperature Compensation	Adjustable from 2 mV/cell/°C to 6 mV/cell/°C
Remote Interface	RJ45 modular connector (CAT 5-style 8-wire twisted-pair cable)
Conduit Openings	Sides, bottom (plugs inserted); 1 $\frac{3}{4}$ " diameter openings for 1" conduit size
Dimensions (H x W x D)	23.0" x 8.8" x 6.0" (58.4 cm x 22.4 cm x 15.2 cm)
Shipping Dimensions (D x W x L)	10.0" x 12.0" x 25.5" (25.4 cm x 30.5 cm x 64.8 cm)
Weight	16.0 lb (7.3 kg)
Shipping Weight	19.75 lb (8.9 kg)

Table 11 Environmental / Safety Specifications

Specification	Value
Operating Temperature Range	Ambient -25°C to 60°C (-13°F to 140°F)
Output Power Temperature Derating	Ambient 25°C to 60°C (77°F to 140°F); controller begins derating at 25°C
Environmental Category	Outdoor
Suitable for Wet Locations	Yes
Ingress Protection Rating	IP54
Relative Humidity Rating	4% to 100% Condensing
Enclosure Type	Type 3R
Maximum Altitude Rating	10,000 ft
Overvoltage Category	PV: OV Cat II
	Batt: OV Cat II

Regulatory Specifications

Listings

This product carries a listing report by ETL. It is listed to the following standards:

- UL1741 — Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources — Issue: 2010/1/28 Ed: 2
- CSA C22.2 No. 107.1-16 — Power Conversion Equipment — Issue: 2016/06/01 Ed:4

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA INDOAMÉRICA

FACULTY OF ENGINEERING, INDUSTRY AND PRODUCTION

Industrial Engineering

AUTHOR: RAMON SISALEMA CRISTHIAN LENIN

TUTOR: MSc. SEGURA D ROUVILLE JUAN JOEL

ABSTRACT

DESIGN OF A RENEWABLE ENERGY SYSTEM FOR CRITICAL HOSPITAL AREAS

This research is carried out in a public hospital with more than 60 years of service, where the energy backup system is insufficient to cover the demand of all critical areas, it is necessary to develop a renewable energy backup system as mentioned above, through a feasibility study that guarantees the continuity of electrical service in the critical areas of Carlos Andrade Marín hospital. In this work, the methodology of RCM reliability is applied; to evaluate the current energy backup system state, the SAE-JA-1011 standard is used to assess obsolescence parameters in equipment and machinery, ISO 14224-2006 standard to evaluate the quality of fuel feeding to the current backup system, and the OREDA methodology to the performance of equipment and machinery using petroleum-derived fuel. The results based on the methods mentioned show an NPR 12 indicating severe damage to the electrical system. Afterward, there was a probability of 80% failure of the two installed generators, and the CO₂ emissions from the generator could be detected due to its obsolescence, The latest methodology indicates that the failure rates correspond to 5 technical criteria. The main conclusion of this work demonstrates the necessity of replacing the backup source, solar photovoltaic panels have been selected as an alternative source, requiring 152 combs capable of meeting the demand of 267.56 KW Corresponding to critical hospital areas. This project proposal cost \$292,488 and an IRR of 13% for an 8-year recovery period. Project efficiency is 89%

KEYWORDS: Assurance, efficiency, investment, reliability, renewable

