



**UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN**

**CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TEMA:**

---

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO POR ENERGÍAS RENOVABLES  
PARA LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, UBICADA  
EN EL CANTÓN DE PUJILÍ PROVINCIA DE COTOPAXI**

---

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

**Autor**

Zambrano Jiménez Edison Paul

**Tutor**

M.Sc. Segura D' Rouville Juan Joel

QUITO – ECUADOR  
2023

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


Yo, Edison Paul Zambrano Jiménez, declaro ser autor del Trabajo de Integración Curricular con el nombre “Diseño de un sistema de respaldo por energías renovables para la operación de una central hidroeléctrica, ubicada en el cantón de Pujilí provincia de Cotopaxi”, como requisito para optar al grado de Ingeniero Industrial y autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Universidad 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 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 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 3 días del mes de abril de 2023, firmo conforme:

Autor: Zambrano Jiménez Edison Paul



Firma: .....

Número de Cédula: 0504073701

Dirección: Pichincha, Quito, Kennedy, Labrador.

Correo Electrónico: ezambrano16@indoamérica.edu.ec

Teléfono: 0983650355

## **APROBACIÓN DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Integración Curricular “DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO POR ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, UBICADA EN EL CANTÓN DE PUJILÍ PROVINCIA DE COTOPAXI” presentado por Edison Paul Zambrano Jiménez, para optar por el Título 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, 3 de abril de 2023

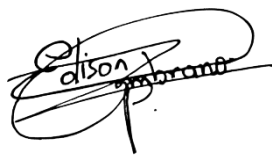
.....

Ing. Segura D´ Rouville Juan Joel M.Sc.

## 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, 3 de abril de 2023

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Edison Zambrano', with a horizontal dotted line underneath it.

Zambrano Jiménez Edison Paul

CI: 0504073701

## **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 RESPALDO POR ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, UBICADA EN EL CANTÓN DE PUJILÍ PROVINCIA DE COTOPAXI, 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, 3 de abril de 2023

.....

Ing. Espejo Viñan Hernan Fabricio

LECTOR

.....

Ing. Suarez Del Villar Labastida Alexis

LECTOR

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres, por su constante amor y apoyo incondicional en todos los aspectos de mi vida. Sin su dedicación, sacrificio y consejos sabios, este trabajo no habría sido posible. A mi tutor de tesis, por su orientación experta y dedicación a mi formación académica, su paciencia y conocimiento han sido fundamentales para el éxito de esta investigación. A mis amigos y familia, por su compañía y apoyo emocional en los momentos difíciles. Finalmente, a mi pareja, por su amor, apoyo y comprensión, sin su ayuda, paciencia y capacidad de escuchar, nunca habría podido completar esta tesis.

## **AGRADECIMIENTO**

Quisiera expresar mi profundo agradecimiento a todas las personas que me han apoyado en el proceso de investigación y culminación del presente proyecto. En primer lugar, agradezco a mi tutor de tesis por su orientación, paciencia y constante apoyo en todas las etapas del proyecto. También a todos los miembros de la central hidroeléctrica y profesionales en el campo relacionado que me brindaron información valiosa para el desarrollo de la investigación. Agradezco también a mi familia, pareja y amigos por su apoyo constante durante este proceso.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO .....	xvi
ABSTRACT.....	xvii
CAPÍTULO I .....	1
Introducción .....	1
Antecedentes .....	5
Justificación .....	7
Objetivos .....	8
Objetivo General.....	8
Objetivos Específicos.....	8
CAPÍTULO II.....	9
Ingeniería del proyecto .....	9
Diagnóstico de la situación actual de la empresa.....	9
Inexistencia de planos eléctricos.....	9
Deficiencia en la red de alumbrado. ....	9
Equipos de generación averiados en proceso de mantenimiento extendido .....	10
Interrupciones del servicio eléctrico .....	12
Área de estudio .....	29
Modelo Operativo .....	30
CAPÍTULO III.....	32
Propuesta y resultados esperados.....	32
Desarrollo de la propuesta .....	32



Reconocimiento de la red actual .....	32
Levantamiento de la carga instalada en el servicio.....	35
Selección de una fuente alternativa de energía renovable .....	48
Diseño de un sistema de respaldo por energías renovables .....	65
Resultados esperados .....	103
Energía abastecida y aprovechamiento del sistema fotovoltaico.....	104
Disminución de interrupciones (Frecuencia y Tiempo).....	106
Ahorro esperado en función del costo de la energía generada.....	109
Cronograma de actividades.....	111
Análisis de costos.....	114
Costos de materiales y equipos .....	114
Costos de la mano de obra .....	115
Costos de implementación .....	116
CAPÍTULO IV.....	121
Conclusiones y recomendaciones .....	121
Conclusiones .....	121
Recomendaciones .....	123
Bibliografía .....	124
ANEXOS .....	126

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Capacidad en MVA de centrales hidroeléctricas de ELEPCO S.A.....	3
<b>Tabla 2:</b> Clientes de ELEPCO S.A. ....	4
<b>Tabla 3:</b> Interrupciones eléctricas mensuales en el 2021 .....	15
<b>Tabla 4:</b> Tiempo y frecuencia por motivo de las interrupciones de generación en el 2021 ...	17
<b>Tabla 5:</b> Tiempo medio por motivo de interrupción.....	22
<b>Tabla 6:</b> Límites de indicadores globales para calidad de servicio técnico .....	25
<b>Tabla 7:</b> Resultados indicadores globales para calidad servicio técnico ELEPCO S.A. ....	25
<b>Tabla 8:</b> Cumplimiento indicadores de calidad en el servicio - central hidroeléctrica.....	26
<b>Tabla 9:</b> Cálculo de indicadores FMIK y TTIK para la central hidroeléctrica.....	27
<b>Tabla 10:</b> Área de estudio .....	29
<b>Tabla 11:</b> Identificación y estado de los equipos y lámparas .....	34
<b>Tabla 12:</b> Levantamiento de carga.....	40
<b>Tabla 13:</b> Resumen de la potencia instalada en el servicio.....	42
<b>Tabla 14:</b> Consumo diario de la instalación.....	44
<b>Tabla 15:</b> Resumen consumo diario de la instalación.....	46
<b>Tabla 16:</b> Demanda energética total, diaria y mensual.....	47
<b>Tabla 17:</b> Características de la energía fotovoltaica .....	50
<b>Tabla 18:</b> Características de la energía eólica.....	51
<b>Tabla 19:</b> Características de la energía hidroeléctrica .....	52
<b>Tabla 20:</b> Características de la energía por biomasa.....	53
<b>Tabla 21:</b> Características de la energía geotérmica .....	54
<b>Tabla 22:</b> Ponderación inicial de criterios a evaluar.....	57
<b>Tabla 23:</b> Evaluación de alternativas por ciencia y tecnología.....	59
<b>Tabla 24:</b> Evaluación de alternativas por Situación geográfica.....	60

<b>Tabla 25:</b> Evaluación de alternativas por costo de implementación.....	61
<b>Tabla 26:</b> Evaluación de alternativas por aspectos del sector.....	62
<b>Tabla 27:</b> Resultados de alternativas por criterio.....	63
<b>Tabla 28:</b> Ponderación final de alternativas.....	64
<b>Tabla 29:</b> Rendimiento mensual por factores varios .....	68
<b>Tabla 30:</b> Factores de pérdidas consideradas como pérdidas varias (kv) .....	69
<b>Tabla 31:</b> Principales características del panel solar .....	96
<b>Tabla 32:</b> Principales características del inversor trifásico.....	97
<b>Tabla 33:</b> Principales características de la batería .....	98
<b>Tabla 34:</b> Principales características del contador bidireccional .....	99
<b>Tabla 35:</b> Principales características del inversor bidireccional .....	100
<b>Tabla 36:</b> Energía generada de manera mensual por el sistema fotovoltaico .....	102
<b>Tabla 37:</b> Abastecimiento y aprovechamiento del sistema fotovoltaico .....	106
<b>Tabla 38:</b> FMIK y TTIK para central hidroeléctrica considerando la propuesta.....	107
<b>Tabla 39:</b> Mejora de indicadores FMIK y TTIK considerando la propuesta.....	108
<b>Tabla 40:</b> Ahorro mensual y anual esperado por implementación de la propuesta .....	110
<b>Tabla 41:</b> Costos por mano de obra empleada.....	116
<b>Tabla 42:</b> Costos de implementación de la propuesta.....	117

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Fuentes de generación de energía a nivel mundial de 2000 a 2021 .....	1
<b>Figura 2:</b> Generación bruta en GW-h de energía por hidroeléctrica en el 2021.....	2
<b>Figura 3:</b> Generación acumulada de energía en MW-h de la hidroeléctrica El Estado 2021 ...	4
<b>Figura 4:</b> Ubicación de la central hidroeléctrica El Estado .....	5
<b>Figura 5:</b> Horas de trabajo mensuales de Generadores 1 y 2 del 2021.....	10
<b>Figura 6:</b> Porcentaje de horas trabajadas y fuera de servicio por generador en el 2021 .....	12
<b>Figura 7:</b> Diagrama de Ishikawa de Interrupciones eléctricas.....	13
<b>Figura 8:</b> Diagrama de Ishikawa de interrupciones eléctricas por desconexiones del SNI....	14
<b>Figura 9:</b> Gráfica combinada entre el número de interrupciones y el tiempo en el año 2021	16
<b>Figura 10:</b> Diagramas de pastel mensuales sobre los tiempos y motivos de interrupciones ..	19
<b>Figura 11:</b> Indicadores FMIK y TTIK, central hidroeléctrica .....	28
<b>Figura 12:</b> Modelo operativo .....	30
<b>Figura 13:</b> Vista satelital de las instalaciones .....	66
<b>Figura 14:</b> Mapa de radiación solar global en GHI .....	67
<b>Figura 15:</b> Coeficientes típicos de pérdida .....	70
<b>Figura 16:</b> Configuración de paneles solares para suplir la demanda .....	76
<b>Figura 17:</b> Banco de baterías del sistema fotovoltaico .....	83
<b>Figura 18:</b> Diagrama de conexión sistema fotovoltaico .....	101
<b>Figura 19:</b> Cronograma para la implementación de la propuesta.....	113
<b>Figura 20:</b> Diagrama de Gantt para la implementación de la propuesta .....	113
<b>Figura 21:</b> Costos de materiales y equipos para el sistema fotovoltaico .....	114

## ÍNDICE DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1:</b> Porcentaje anual de horas trabajadas por generador .....	11
<b>Ecuación 2:</b> Porcentaje anual de horas fuera de servicio por generador .....	11
<b>Ecuación 3:</b> Tiempo medio por motivo de interrupción .....	21
<b>Ecuación 4:</b> Frecuencia media individual de interrupción por kVA instalado (FMIK <sub>i</sub> ) .....	24
<b>Ecuación 5:</b> Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMIK).....	24
<b>Ecuación 6:</b> Tiempo medio individual de interrupción por kVA instalado (TTIK <sub>i</sub> ) .....	24
<b>Ecuación 7:</b> Tiempo medio de interrupción por kVA instalado (TTIK) .....	24
<b>Ecuación 8:</b> Potencia activa para cargas monofásicas .....	37
<b>Ecuación 9:</b> Potencia activa para cargas trifásicas.....	37
<b>Ecuación 10:</b> Potencia reactiva para cargas monofásicas .....	37
<b>Ecuación 11:</b> Potencia reactiva para cargas trifásicas .....	37
<b>Ecuación 12:</b> Potencia aparente (S) .....	37
<b>Ecuación 13:</b> Potencia activa total (P <sub>t</sub> ) .....	42
<b>Ecuación 14:</b> Potencia reactiva total (Q <sub>t</sub> ) .....	42
<b>Ecuación 15:</b> Ponderación .....	58
<b>Ecuación 16:</b> Rendimiento global del sistema fotovoltaico (R) .....	69
<b>Ecuación 17:</b> Energía diaria a generar con el sistema fotovoltaico ( $E_{FVDiaria}$ ) .....	71
<b>Ecuación 18:</b> Energía diaria generada por panel solar (E <sub>PDiaria</sub> ).....	72
<b>Ecuación 19:</b> Número de paneles solares totales ( $N_{pT}$ ) .....	73
<b>Ecuación 20:</b> Número de paneles solares conectados en serie ( $N_{ps}$ ).....	74
<b>Ecuación 21:</b> Número de paneles solares conectados en paralelo ( $N_{pp}$ ) .....	75
<b>Ecuación 22:</b> Potencia del arreglo ( $P_A$ ).....	77
<b>Ecuación 23:</b> Voltaje del arreglo ( $V_A$ ).....	77

<b>Ecuación 24:</b> Corriente del arreglo ( $I_A$ ) .....	78
<b>Ecuación 25:</b> Capacidad del banco de baterías ( $C_T$ ).....	79
<b>Ecuación 26:</b> Energía de autonomía ( $E_{aut.}$ ) .....	79
<b>Ecuación 27:</b> Autonomía del sistema fotovoltaico .....	80
<b>Ecuación 28:</b> Número de baterías totales ( $N_{bT}$ ).....	81
<b>Ecuación 29:</b> Número de baterías conectadas en serie ( $N_{bS}$ ).....	82
<b>Ecuación 30:</b> Número de baterías conectadas en paralelo ( $N_{bp}$ ) .....	82
<b>Ecuación 31:</b> Corriente de carga del banco de baterías ( $C_{10 Banco}$ ).....	84
<b>Ecuación 32:</b> Corriente de descarga del banco de baterías ( $C_2 Banco$ ).....	84
<b>Ecuación 33:</b> Corriente para la selección del conductor ( $I_c$ ) .....	85
<b>Ecuación 34:</b> Sección de tuberías para canalización de conductores ( $Ad$ ).....	88
<b>Ecuación 35:</b> Corriente nominal para el cálculo del disyuntor ( $I_d$ ) .....	89
<b>Ecuación 36:</b> Corriente de cortocircuito del arreglo ( $I_{cCA}$ ) .....	90
<b>Ecuación 37:</b> Temperatura máxima de operación del modulo solar ( $T_m$ ) .....	90
<b>Ecuación 38:</b> Variación de temperatura ( $\Delta T$ ).....	91
<b>Ecuación 39:</b> Porcentaje de la variación del voltaje en circuito abierto ( $\% \Delta V_{oc}$ ) .....	92
<b>Ecuación 40:</b> Porcentaje de la variación de la corriente de cortocircuito ( $\% \Delta I_{sc}$ ) .....	92
<b>Ecuación 41:</b> Porcentaje de la variación de la potencia máxima ( $\% \Delta P_{m\acute{a}x}$ ).....	93
<b>Ecuación 42:</b> Potencia para selección del inversor ( $P_{iv}$ ) .....	96
<b>Ecuación 43:</b> Potencia para selección de inversor bidireccional ( $P_{iv}$ ).....	99
<b>Ecuación 44:</b> Energía generada diariamente por el sistema fotovoltaico ( $E_{FVDiaria}$ ) .....	102
<b>Ecuación 45:</b> Porcentaje de aprovechamiento de la energía generada .....	104
<b>Ecuación 46:</b> Porcentaje de reducción de los indicadores iniciales.....	108
<b>Ecuación 47:</b> Generación de energía por minuto.....	109

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1:</b> Ficha técnica panel solar CSUN POLY 295-370 .....	127
<b>Anexo 2:</b> Ficha técnica inversor trifásico CHINT INGW 25000 TL3-S .....	128
<b>Anexo 3:</b> Ficha técnica batería tipo gel VICTRON 220 A 12 V.....	129
<b>Anexo 4:</b> Ficha técnica de inversor bidireccional 40 kW.....	130
<b>Anexo 5:</b> Ficha técnica contador bidireccional .....	131
<b>Anexo 6:</b> Cálculo de costos de mano de obra.....	132
<b>Anexo 7:</b> Dimensiones y porcentajes de áreas de tuberías.....	132
<b>Anexo 8:</b> Valores normalizados de corriente de operación de fusibles y disyuntores .....	133
<b>Anexo 9:</b> Corriente permisible de conductores de cobre.....	134
<b>Anexo 10:</b> Factor de corrección de temperatura para conductores de cobre y aluminio .....	135
<b>Anexo 11:</b> Factor de corrección por número de conductores.....	135

# UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA

## FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN

### CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**TEMA:** DISEÑO DE UN SISTEMA DE RESPALDO POR ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA, UBICADA EN EL CANTÓN DE PUJILÍ PROVINCIA DE COTOPAXI

**AUTOR:** Edison Paúl Zambrano Jiménez

**TUTOR:** Ing. Juan Joel Segura D´ Rouville M.Sc.

### RESUMEN EJECUTIVO

La central hidroeléctrica El Estado perteneciente a la empresa ELEPCO S.A. aporta a la generación de energía eléctrica para varias comunidades del cantón Pujilí. Sin embargo, las interrupciones a los consumidores ocurren de manera reiterada, con una media de 15 eventos y 42,4 horas mensuales, de las cuales un promedio de 7 interrupciones y 4,65 horas corresponden a las desconexiones del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Para solucionar dicho problema y brindar autonomía de generación a la central se plantea el diseño de un sistema de respaldo por energías renovables que permita la generación en caso de desconexiones. Aplicando herramientas de ingeniería se realiza el levantamiento de la carga instalada en la planta generadora obteniendo un valor de 31,7 kW de potencia activa. Mediante la aplicación de la metodología de ponderación de Holmes se determina que la energía solar es la opción más viable para cubrir la demanda energética identificada. La propuesta planteada permitirá lograr una disminución de la frecuencia de interrupciones en un 48 % y el tiempo de interrupción en un 11 % con respecto a la situación actual, logrando una media mensual de 8 interrupciones y 37,7 horas en los resultados globales. La fuente fotovoltaica se diseña considerando un rendimiento mínimo del 75 %, con una autonomía de dos horas, un costo aproximado de implementación de \$ 206.617,92 y un régimen de aprovechamiento de la energía generada del 93,48 %, logrando de esta manera abastecer el 100 % de la energía requerida para dar servicio de uso de planta en caso de suceder desconexiones del SNI.

**DESCRIPTORES:** energías renovables, sistema de respaldo, sistema fotovoltaico.



**UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN**

**CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**SUBJECT:** DESIGN OF A RENEWABLE ENERGY BACKUP SYSTEM FOR THE OPERATION OF A HYDROELECTRIC POWER PLANT LOCATED IN THE PUJILÍ CANTON, PROVINCE OF COTOPAXI

**AUTOR:** Edison Paúl Zambrano Jiménez

**TUTOR:** Ing. Juan Joel Segura D´ Rouville M.Sc.

**ABSTRACT**

El Estado hydroelectric plant, owned by ELEPCO S.A. contributes to the electricity generation for several communities in the Pujilí canton. However, consumers experience frequent interruptions, with an average of 15 events and 42.4 hours per month. Of these, an average of 7 interruptions and 4.65 hours correspond to disconnections from the National Interconnected System (SNI). To address this issue and provide generation autonomy to the plant, a backup system for renewable energies that allows for generation in case of disconnections has been proposed. By applying engineering tools, the load installed in the generating plant has been evaluated, resulting in a value of 31.7 kW of active power. Using the Holmes weighting methodology, it has been determined that solar energy is the most viable option to cover the identified energy demand. The proposed solution is expected to reduce the frequency of interruptions by 48% and the interruption time by 11% compared to the current situation. This would achieve a monthly average of 8 interruptions and 37.7 hours in overall results. The photovoltaic source is designed with a minimum performance of 75%, providing autonomy for two hours, and has an estimated implementation cost of \$206,617.92. With a regime of use of the generated energy of 93.48%, the system is expected to supply 100% of the energy required to service the plant in the event of disconnections from the SNI.

**KEYWORDS:** renewable energies, backup system, photovoltaic system.

# CAPÍTULO I

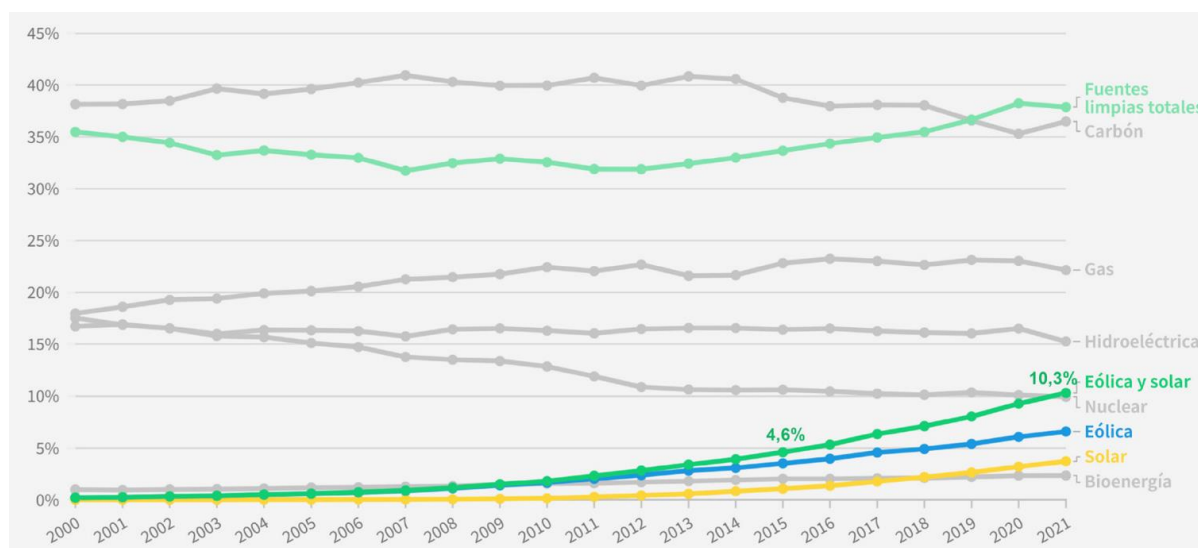
## Introducción

En la actualidad debido al constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica a nivel mundial y la disminución irreversible de los recursos disponibles en el planeta, se han ideado varias formas de aprovechar los recursos renovables de los que se disponen de manera abundante con el objetivo de frenar su desgaste, por lo cual en la última década se ha marcado una fuerte tendencia hacia el uso de energías limpias (EMBER, 2022).

Este tipo de energía que se basa en fuentes alternativas a la tradicional quema de combustibles fósiles, se les conoce bajo el nombre de energías verdes o renovables las cuales según EMBER (2022), conforman alrededor del 38% de la energía producida a nivel mundial, como se aprecia en la **Figura 1**, siendo las fuentes alternativas más empleadas las siguientes: hidroeléctrica el 15%, nuclear el 10%, eólica el 6%, solar el 4,3% y biomasa del 3%.

**Figura 1:**

*Fuentes de generación de energía a nivel mundial de 2000 a 2021*



*Nota.* Adaptado de Global Electricity Review (pág. 5), por EMBER, 2022.

En las últimas décadas, en el Ecuador se ha conseguido un importante cambio en la matriz energética, logrando una generación de electricidad superior al 90% proveniente de

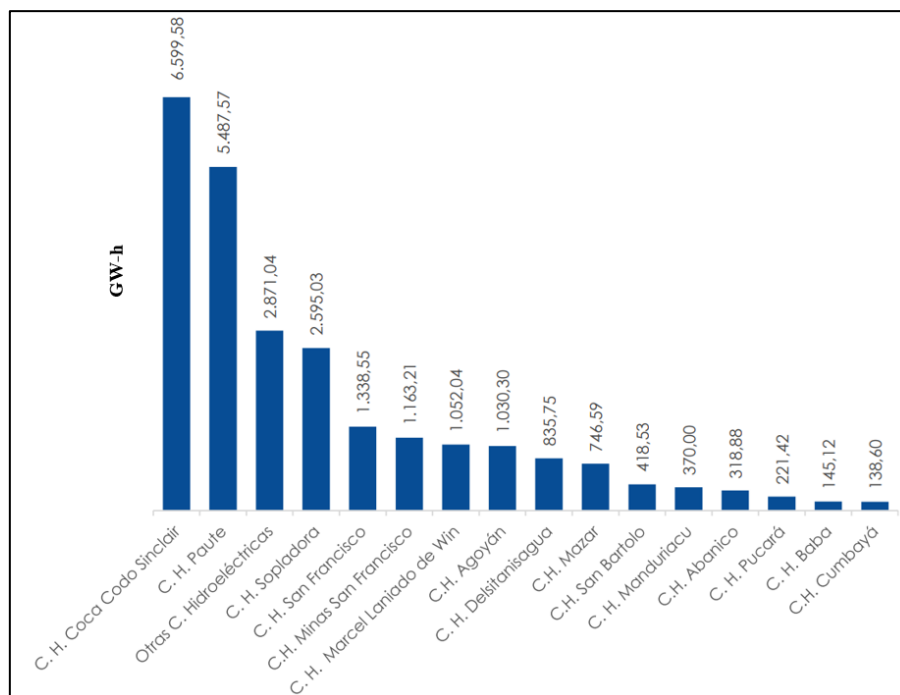
fuentes renovables (Plaza, 2022, pág. 1393), y según el Ministerio de Energía y Minas (2021, pág. 42), el 78,5% de la energía generada en el 2021 proviene de centrales hidroeléctricas, este cambio se encuentra apoyado y regulado por varias políticas de estado que permiten la mejora del sistema eléctrico nacional.

Siendo Ecuador uno de los principales generadores de energía hidráulica a nivel mundial, y capaz de comercializar de manera internacional un porcentaje de la energía generada, equivalente al 5,16% (2020, pág. 82) y 1,94% (2021, pág. 83), según los informes anuales emitidos por la CENACE. Existiendo setenta y uno (71) centrales hidroeléctricas en territorio ecuatoriano con una potencia instalada de 5041 MW, siendo las principales: Coca Codo Sinclair, Paute y Sopladora, las cuales según los informes mencionados representan un porcentaje del 57,74% de la generación hidroeléctrica en el año de 2021, más detalles en la

**Figura 2:**

**Figura 2:**

*Generación bruta en GW-h de energía por hidroeléctrica en el 2021*



*Nota.* Adaptado de Informe Anual 2021 (pág. 31), por CENACE, 2021.

En la provincia de Cotopaxi, con un total de siete (7) cantones parroquiales, en el año de 2020 se consumió el 1.89% y en 2021 el 2,02% de la energía producida nacionalmente es decir un consumo anual mayor a 500MW (CENECE); Además, del sistema nacional interconectado, los diferentes cantones poseen mini centrales hidroeléctricas capaces de cubrir la demanda de pequeñas poblaciones de los sectores en los cuales están ubicados, siendo este el caso de la central hidroeléctrica El Estado, que forma parte de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi, a quien se hará referencia de aquí en adelante como, ELEPCO S.A.

La empresa ELEPCO S.A. posee un total de cinco (5) pequeñas hidroeléctricas en la provincia de Cotopaxi, con una capacidad total de 15,24 MVA, las mismas y su capacidad individual se pueden observar en la **Tabla 1**:

**Tabla 1:**

*Capacidad en MVA de centrales hidroeléctricas de ELEPCO S.A.*

	<b>Capacidad (MVA)</b>	<b>Aportación</b>
Illuchi N.º 1	5,24	34,38%
Illuchi N.º 2	6,50	42,65%
El Estado	2,12	13,91%
Calazacón	1,00	6,56%
Angamarca	0,38	2,49%
<b>Total</b>	<b>15,24</b>	<b>100%</b>

*Nota.* En la tabla se puede observar la capacidad individual en MVA de cada una de las centrales de generación pertenecientes a la empresa ELEPCO S.A. y su aportación porcentual a la capacidad total.

Según el Plan General de Negocios, Expansión e Inversión de ELEPCO S.A. (2022, pág. 10), la empresa abasteció de energía eléctrica a un total de 150976 clientes en el año de 2021, pudiéndose observar la distribución de cada cliente en la **Tabla 2**:

**Tabla 2:**

*Clientes de ELEPCO S.A.*

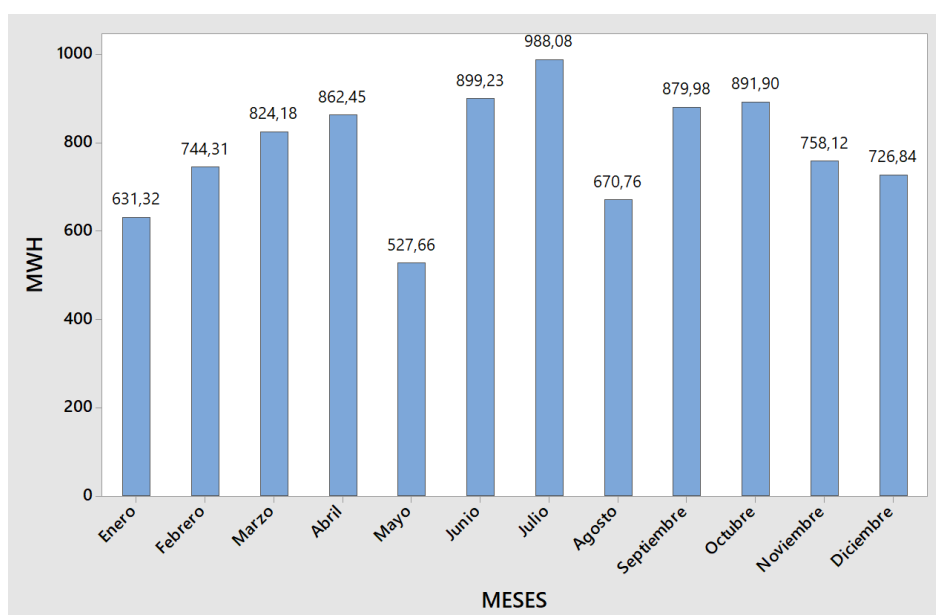
<b>Tipo de servicio</b>	<b>Clientes</b>	<b>Porcentaje</b>
Residencial	133126	88,18%
Comercial	11618	7,70%
Industrial	3841	2,54%
Otros	2391	1,58%
<b>Total</b>	<b>150976</b>	<b>100%</b>

*Nota.* Adaptado de Plan General de Negocios, Expansión e Inversión (pág. 10), por ELEPCO S.A., 2022.

En el año de 2021 la empresa ELEPCO S.A. generó un total de 59519,65 MW-h, de lo cual el 15,80% de la energía fue producida por la hidroeléctrica EL Estado, en la **Figura 3**, se puede observar una gráfica detallada de la producción de energía mensual (ELEPCO S.A., 2021).

**Figura 3:**

*Generación acumulada de energía en MW-h de la hidroeléctrica El Estado 2021*



*Nota.* Adaptado de Rendición de Cuentas Informe Ejecutivo (pág. 7), por ELEPCO S.A., 2021.

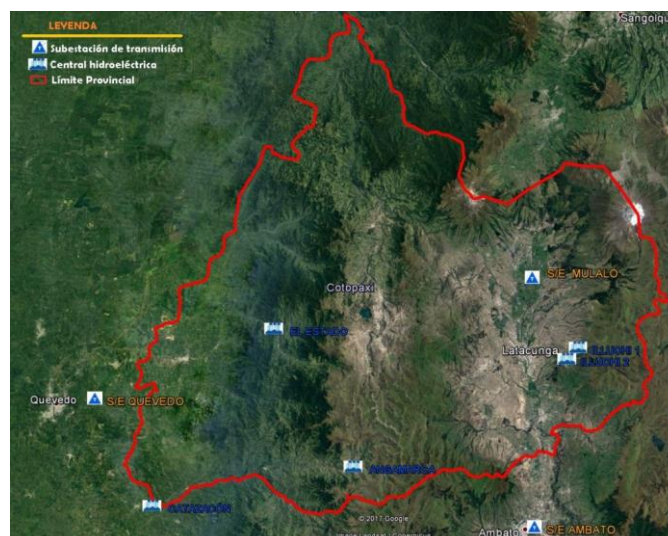
## Antecedentes

La central hidroeléctrica El Estado ubicada en el cantón de Pujilí provincia de Cotopaxi (**Figura 4**), brinda servicio a varias comunidades del sector donde se localiza, entre las comunidades que forman parte de los clientes o consumidores de la electricidad generada se encuentran: Pucayacu, Guasaganda, Puenbo, Palmar, California, La Esperanza, Macuchi, Choasillí, y Pilaló.

Sin embargo, actualmente el inicio de las operaciones de la misma depende del Sistema Nacional Interconectado (SNI) proveniente de la subestación La Maná, y debido a varios factores, las líneas de alta tensión encargadas de brindar este servicio energético han fallado en el pasado, por condiciones climáticas, catástrofes ambientales y accidentes varios.

### Figura 4:

*Ubicación de la central hidroeléctrica El Estado*



*Nota.* Adaptado de Plan General de Negocios, Expansión e Inversión (pág. 14), por ELEPCO S.A., 2022.

En dichas ocasiones la central hidroeléctrica se ha visto forzada a detener sus operaciones o en su defecto no han podido iniciar con las mismas, dejando sin electricidad a todas las comunidades que se sirven de su generación, pasando varias horas o incluso días antes

de reestablecer el servicio eléctrico por completo. Es por ello que bajo las condiciones actuales la generación de electricidad se encuentra condicionada y permanentemente ligada al flujo de energía proveniente de un servicio externo.

Por lo mencionado anteriormente, en el presente trabajo de investigación se llevará a cabo el diseño de un sistema de respaldo por energías renovables que permita el normal funcionamiento de la hidroeléctrica El Estado, en caso de fallar la línea principal de abastecimiento y los sistemas auxiliares existentes en la instalación, de esta manera se logrará una independencia de generación, minimizando el impacto ambiental.

Se considera como antecedentes, aquellos trabajos afines que aportan al desarrollo del presente proyecto y para ello:

Se tiene el trabajo descrito por (Vásquez, 2022), en el cual se tiene un ejemplo práctico sobre el levantamiento de carga monofásica y trifásica, la misma que fue realizada a una planta potabilizadora de agua, determinando la capacidad para el dimensionamiento de un grupo electrógeno, para lo cual se especificaron los componentes necesarios para su implementación práctica.

También se tiene un segundo trabajo elaborado por (Macías, 2018), en el que se analizan y comparan diferentes alternativas energéticas para satisfacer la demanda del Centro Histórico en la ciudad de Quito, para lo cual se evalúan y priorizan cada una de las alternativas en base a criterios técnicos y económicos; para tomar decisiones asertivas según los aspectos planteados. Además, en el trabajo nombrado se caracterizan las condiciones bajo las cuales cada una de las propuestas energéticas sería viable.

Asimismo, en la tesis presentada por (Chasipanta, 2022), se realiza el levantamiento de carga, diseño y evaluación económica de un proyecto eléctrico en el Taller Automotriz “EM”,

mencionando los principales reglamentos y normativas vigentes nacionales e internacionales que se deben considerar para realizar e implementar un diseño eléctrico.

Por último, se tiene como antecedente el trabajo de (Saborío, 2019), el cual desarrolla un sistema de respaldo basado en energía solar, con el objetivo de reducir la huella de carbono emitida por la Planta Hidroeléctrica Platanar en Costa Rica, en dicho trabajo se presenta el estudio conceptual y práctico para la implementación de un sistema de respaldo por celdas fotovoltaicas, el cual será empleado para cubrir las necesidades de la hidroeléctrica de manera sostenible.

### **Justificación**

La presente investigación se considera **importante** para la central hidroeléctrica pues le permitirá a la misma contar con una fuente adicional de respaldo energético encaminada a garantizar el servicio de uso de planta, permitiendo de esta forma una generación ininterrumpida de energía eléctrica con el fin de darle servicio a los consumidores.

El desarrollo de la propuesta planteada posee un **impacto** favorable al servicio, pues permitirá lograr de forma estable una generación de electricidad, la cual alimenta a los consumidores del sector. Por otro lado, al utilizarse energías renovables como fuente de respaldo se mitigan las emisiones de gases contaminantes al medio ambiente.

La presente investigación se considera de mucha **utilidad** para la central hidroeléctrica, pues la misma podrá contar con un grupo de respaldo de generación distribuida mediante fuentes renovables de energía, permitiendo garantizar de forma continua una generación de electricidad ante fallas del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

En la presente investigación se **benefician** varios actores, tales como: los consumidores que son servidos por la central hidroeléctrica, a los cuales se les garantizará un servicio con



una mayor fiabilidad, el indicador correspondiente al tiempo de interrupción al usuario, el cual se verá reducido con la implementación de la propuesta, el Estado al tratarse de una entidad pública, se mejora la prestación de servicios brindados a la población, al medio ambiente, pues al no utilizar un grupo electrógeno de generación distribuida se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, el trabajo presentado servirá de referencia bibliográfica para futuras investigaciones a realizarse sobre temas relacionados a la propuesta planteada.

El presente trabajo se considera **factible** pues se cuenta con la apertura por parte de la alta directiva de la institución, la cual ha brindado todas las facilidades necesarias para realizar la investigación y que la misma pueda llegar a buen término.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Diseñar un sistema de respaldo por energías renovables, mediante un estudio de factibilidad técnica, que garantice la continuidad del servicio eléctrico en la operación de la central hidroeléctrica.

### **Objetivos Específicos**

- Realizar el levantamiento de toda la carga instalada en el servicio, mediante la identificación de sus parámetros nominales, para conocer la capacidad requerida por la fuente de alimentación encargada de dar continuidad al servicio eléctrico.
- Evaluar las principales fuentes de alternativas de energía renovable, por medio de herramientas ingenieriles, para seleccionar la más adecuada desde el punto de vista técnico.
- Proponer un sistema de respaldo energético, mediante la fuente renovable seleccionada para garantizar un servicio eléctrico ininterrumpido.

## CAPÍTULO II

### Ingeniería del proyecto

#### **Diagnóstico de la situación actual de la empresa**

Conforme se realizaron los estudios de campo para el diagnóstico inicial, con el acompañamiento y guía de los operarios de la central y la debida autorización de la institución, se identificaron algunas problemáticas relacionadas con el estado actual de las instalaciones eléctricas, entre ellas cabe mencionar las siguientes:

- La inexistencia de planos eléctricos.
- Deficiencia en la red de alumbrado.
- Equipos de generación averiados en procesos de mantenimiento extendidos.
- Interrupciones del servicio eléctrico.

#### ***Inexistencia de planos eléctricos***

Se constató en la primera visita técnica que no existen planos eléctricos de la instalación, ni copias de los mismos por parte de la dirección ya que los originales fueron extraviados y no han sido repuestos en la última década, lo cual dificulta y retrasa las operaciones de diagnóstico y mantenimiento eléctrico.

#### ***Deficiencia en la red de alumbrado.***

Existen varias luminarias en la instalación que se encuentran fuera de servicio, tanto por carencia de la lámpara como por desperfecto de ésta; lo cual disminuye el nivel luminoso, interfiriendo con el buen desarrollo de las actividades en el servicio en el horario pico nocturno y madrugada.

### ***Equipos de generación averiados en proceso de mantenimiento extendido***

Los equipos de generación que se declaran en avería por los operarios de la central suelen pasar por periodos de mantenimiento prolongados, lo cual disminuye la disponibilidad de generación de la planta hidroeléctrica y, su consecuente afectación del servicio a los consumidores en caso de no contar con la contribución de otras unidades generadoras, interconectadas en la red.

Mediante la revisión de la bitácora de generación (ELEPCO S.A., 2021), de la cual se obtuvo la información respecto a las horas de trabajo de cada generador de 850 kVA, como se puede apreciar en la **Figura 5**:

**Figura 5:**

*Horas de trabajo mensuales de Generadores 1 y 2 del 2021*



*Nota.* Adaptado de la Bitácora de Generación por ELEPCO S.A., 2021.

Como se puede observar en el año de 2021, el generador número 1 estuvo fuera de servicio durante todo el mes de mayo, mientras que el generador 2, tuvo mayor disponibilidad mensual, trabajo todo el mes de agosto. Cada generador cumplió sus ciclos de trabajo en el periodo anual analizado, con los siguientes porcentajes (González, Pérez, Santos, & Gil, 2009):

$$\% \text{ anual H.Trabajadas por generador} = \frac{H.Trabajadas \text{ al año}}{H. \text{ totales al año}} * 100 \quad (1)$$

Las horas de trabajo realizadas por el generador 1 en el año de 2021 fueron 6018, mientras que las del generador 2, le corresponde 8155 horas anuales. Considerando que el año 2021 contó con 365 días, 8760 horas totales en el año, entonces el porcentaje anual de horas trabajadas por el Generador 1 y 2, se calcula con la ecuación ( 1 ):

$$\% \text{ anual H.Trabajadas del Generador 1} = \frac{6018 \text{ horas}}{8760 \text{ horas}} * 100 = 68,70 \%$$

$$\% \text{ anual H.Trabajadas del Generador 2} = \frac{8155 \text{ horas}}{8760 \text{ horas}} * 100 = 93,09 \%$$

Mientras que su contraparte, es decir, las horas en las que cada generador estuvo fuera de servicio se puede determinar con la diferencia entre el 100% que representa el total de horas trabajadas al año y el % anual H. Trabajadas por cada generador.

$$\% \text{ anual H. Fuera de servicio por generador} = 100\% - \% \text{ anual H.Trabajadas por generador} \quad (2)$$

Empleando la ecuación ( 2 ), se calcula el % anual fuera de servicio de cada generador, teniendo los siguientes resultados:

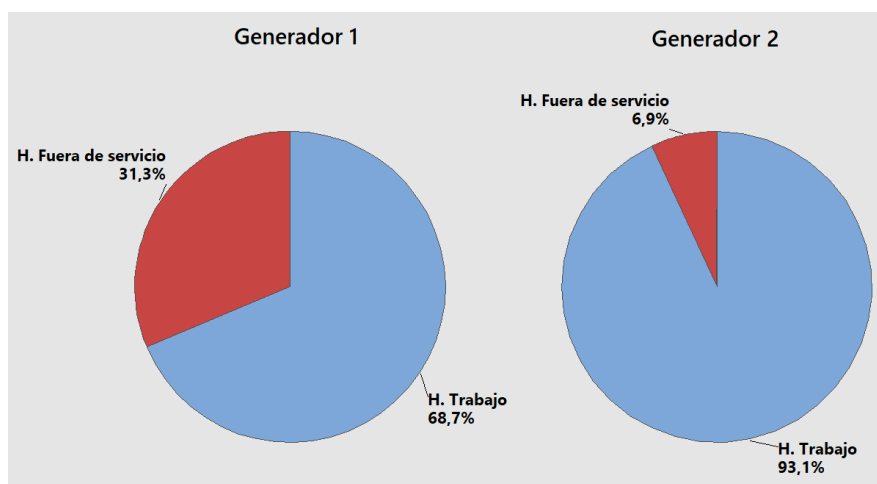
$$\% \text{ anual H. Fuera de servicio del Generador 1} = 100\% - 68,70\% = 21,30\%$$

$$\% \text{ anual H. Fuera de servicio del Generador 2} = 100\% - 93,09\% = 6,91\%$$

Los resultados de los cálculos realizados se pueden apreciar en la **Figura 6**, en donde, se observa claramente que el generador 2 ha tenido un mejor porcentaje de horas trabajadas para el año analizado, mientras que el generador 1 ha pasado el 31,3% del tiempo disponible anual fuera de servicio.

## Figura 6:

*Porcentaje de horas trabajadas y fuera de servicio por generador en el 2021*



*Nota.* Adaptado de Bitácora de Generación por ELEPCO S.A., 2021.

### ***Interrupciones del servicio eléctrico***

Se producen interrupciones en la generación de electricidad por parte de las unidades generadoras ocasionando falta de energía para darles servicio eléctrico a los consumidores. Las mismas se ocasionan entre otros aspectos (ELEPCO S.A., 2021):

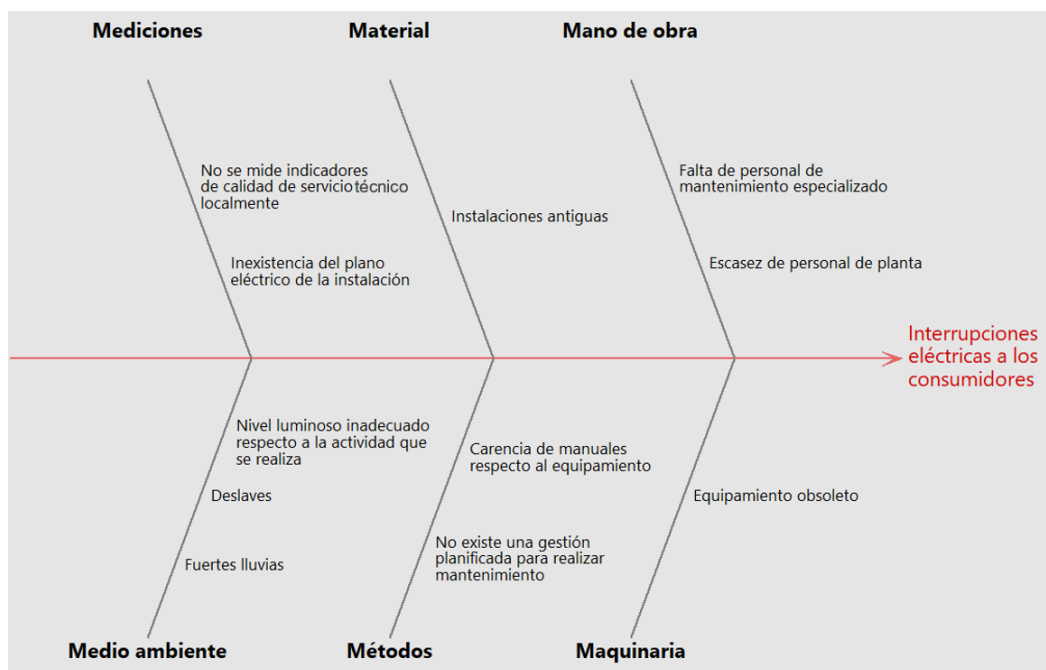
- Obstrucciones de rejillas.
- Tareas de limpieza en la toma de agua.
- Averías de equipos generadores.
- Mantenimiento de los equipos generadores.
- Desconexiones del SNI.

De todas las causas planteadas anteriormente que inciden en la afectación del servicio eléctrico a los consumidores alimentados por la central hidroeléctrica; se seleccionó para la presente investigación la correspondiente a desconexiones del SNI. El criterio en el cual se fundamenta dicha decisión estuvo basado en la indicación realizada por la alta directa del

servicio, planteando su mayor interés en lo concerniente a la citada anteriormente. Además, planteó el requerimiento que debía de ser la fuente alternativa de energía, mediante el uso de una fuente de una fuente renovable de energía. Con el objetivo de asegurar la fiabilidad del servicio eléctrico para los usuarios conectados a la red de distribución de la central hidroeléctrica, se busca reducir la cantidad de interrupciones y su tiempo de duración, para lo cual se elabora un diagrama Ishikawa (ver **Figura 7**) para identificar cada una de las causas que ocasionan las mismas.

**Figura 7:**

*Diagrama de Ishikawa de Interrupciones eléctricas*



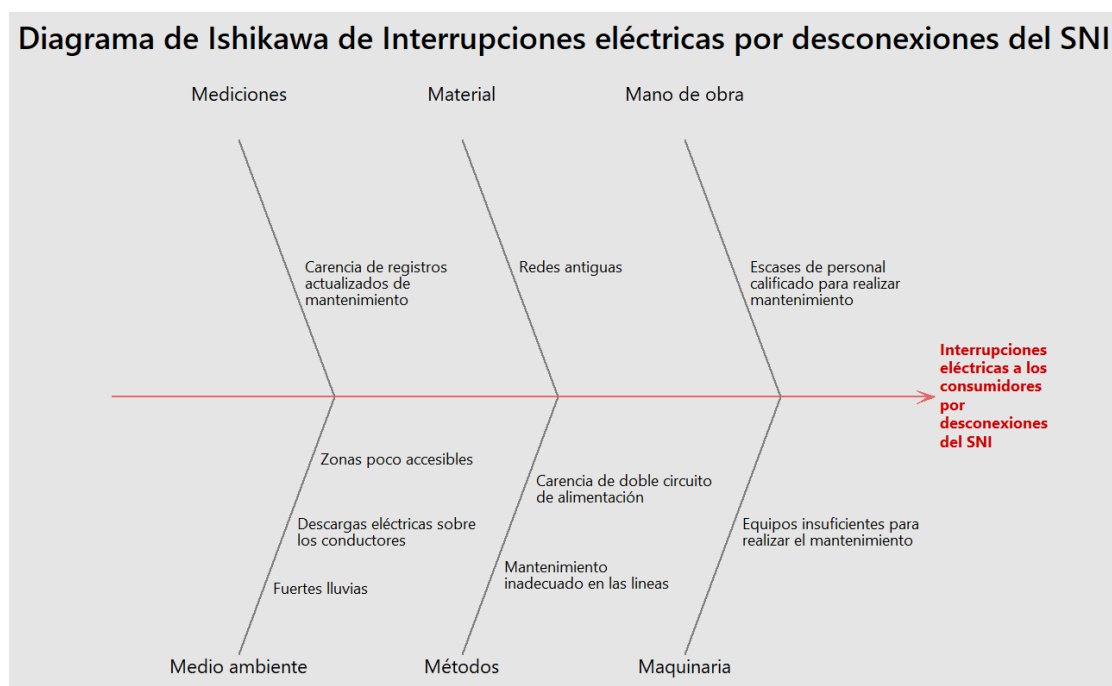
*Nota.* El diagrama Causa-Efecto se determinó en base a las 6M's, Elaboración propia.

En el diagrama de Ishikawa, se puede observar las causas que provocan las interrupciones eléctricas a los consumidores, cada una de las cuales se encuentra descrita en las 6M's indicando problemas relacionados con la interrupción de la generación y prolongación de las mismas, siendo las causas identificadas: las precarias condiciones de la instalación, el equipamiento obsoleto, las malas condiciones climáticas, la falta de mano de obra calificada para realizar el mantenimiento y su gestión.

Por otro lado, se ha visto en la necesidad de realizar un análisis detallado de las causas que provocan las desconexiones del SNI, ya que este problema específico es el que se busca solucionar con la propuesta planteada, por lo cual en la **Figura 8**, se ha descrito en cada una de las 6 M's la incidencia de varios factores que originan, dan cabida, agravan la situación o dificultan la pronta solución del problema especificado.

**Figura 8:**

*Diagrama de Ishikawa de interrupciones eléctricas por desconexiones del SNI*



*Nota.* El diagrama Causa-Efecto se determinó en base a las 6M's, Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la **Figura 8**, las causas descritas corresponden a situaciones externas a la instalación, siendo deficiencias y problemas del servicio eléctrico a nivel nacional. Por lo cual, dichos motivos no pueden ser solucionados por la empresa; pero si se pueden gestionar de mejor manera las repercusiones en el servicio de las fallas en el Sistema Nacional Interconectado, mediante un respaldo energético que actúe de manera oportuna para satisfacer el servicio de uso de planta y poder garantizar una generación de electricidad de forma ininterrumpida.

### Frecuencias y períodos de interrupción

Con la ayuda de la bitácora de generación diaria proporcionada por la institución se contabilizó y resumió la información del total de interrupciones eléctricas ocurridas durante el año 2021, identificando el número total de interrupciones y su tiempo de duración, mostrados en la **Tabla 3**, siendo estos valores los totales reportados de manera mensual, por lo cual resulta útil realizar un análisis individual de las causas específicas por las que sucedieron cada una de dichas interrupciones.

**Tabla 3:**

*Interrupciones eléctricas mensuales en el 2021*

Mes	Número de interrupciones	Tiempo de interrupción	
		Minutos	Horas
Enero	12	1173	19,6
Febrero	16	1761	29,4
Marzo	28	7087	118,1
Abril	19	3974	66,2
Mayo	18	5026	83,8
Junio	20	1194	19,9
Julio	12	2355	39,3
Agosto	8	43	0,7
Septiembre	11	1709	28,5
Octubre	6	742	12,4
Noviembre	14	3299	55,0
Diciembre	11	2137	35,6
<b>Total anual</b>	175	30500	508,3
<b>Promedio mensual</b>	15	2542	42,4

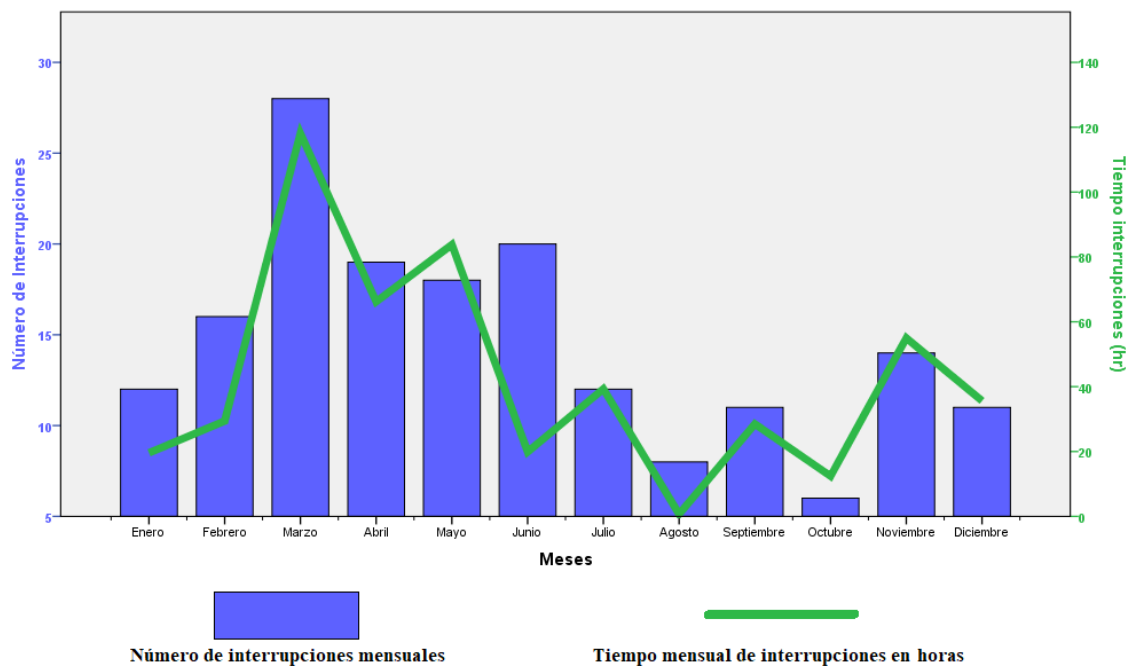
*Nota.* En la tabla se muestra el conteo mensual de interrupciones que representa la frecuencia de las mismas y el tiempo acumulado tanto en minutos como en horas de manera mensual, para el total de las interrupciones suscitadas sin atender a causas específicas, Elaboración propia.



Como se observa en la **Tabla 3** el total de interrupciones acontecidas en el año 2021 fue de 182 eventos que representan un tiempo de desconexión equivalente a 508,3 horas significando que en promedio sucedieron 15 interrupciones mensuales con una media de 42,4 horas de desconexión. Sin embargo, como se puede identificar de manera detallada en la **Figura 9**, no existe una relación directa entre las variables mostradas.

**Figura 9:**

*Gráfica combinada entre el número de interrupciones y el tiempo en el año 2021*



*Nota.* En la figura se muestra una gráfica combinada de las interrupciones y el tiempo acumulado de las mismas de manera mensual, Elaborado por el investigador.

En la **Figura 9** se puede observar con mayor claridad la falta de relación directa entre las variables presentadas, pues no siempre coincide en un mismo mes gran cantidad de interrupciones con un alto tiempo de afectación al servicio eléctrico. Sin embargo, el mes de marzo representa la mayor cantidad de eventos registrados, con un total de 28 interrupciones, conjuntamente con el mayor tiempo acumulado de las mismas, sumando un total de 118,1 horas.

La fluctuación existente entre las variables analizadas se debe principalmente a las causas específicas de cada evento, dichas causas son los motivos de interrupciones y las mismas son registradas por los operarios diariamente en la bitácora, pudiéndose clasificar las mencionadas en el apartado, **Interrupciones del servicio eléctrico**, y se describen de manera detallada en la **Tabla 5**, mostrando que anualmente el mantenimiento de los equipos es la causa que más tiempo de interrupción acumula, con un total de 14939 min.

**Tabla 4:**

*Tiempo y frecuencia por motivo de las interrupciones de generación en el 2021*

Meses	Obstrucción rejillas		Limpieza Bocatoma		Avería equipos		Mantenimiento equipos		Desconexión del SNI		Total	
	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F
<b>Enero</b>	0	0	440	3	0	0	654	2	79	7	1173	12
<b>Febrero</b>	0	0	365	4	0	0	1290	4	106	8	1761	16
<b>Marzo</b>	2308	4	1875	9	0	0	2070	4	834	11	7087	28
<b>Abril</b>	1436	4	770	6	195	1	1545	4	28	4	3974	19
<b>Mayo</b>	0	0	880	5	1110	3	2345	3	691	7	5026	18
<b>Junio</b>	0	0	590	5	0	0	527	2	77	13	1194	20
<b>Julio</b>	0	0	263	2	0	0	1607	3	485	7	2355	12
<b>Agosto</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	43	8	43	8
<b>Septiembre</b>	0	0	535	2	0	0	995	2	179	7	1709	11
<b>Octubre</b>	0	0	65	1	0	0	0	0	677	5	742	6
<b>Noviembre</b>	0	0	345	3	0	0	2848	5	106	6	3299	14
<b>Diciembre</b>	0	0	797	6	240	1	1058	3	42	1	2137	11
<b>Total</b>	<b>3744</b>	<b>8</b>	<b>6925</b>	<b>46</b>	<b>1545</b>	<b>5</b>	<b>14939</b>	<b>32</b>	<b>3347</b>	<b>84</b>	<b>30500</b>	<b>175</b>

*Nota.* Los valores descritos en las columnas denominadas T se refiere al tiempo en minutos de cada interrupción, mientras los valores de F se refieren a la frecuencia de cada interrupción, las columnas Avería equipos y Mantenimiento equipos se refieren a los equipos de generación, Elaboración propia.

### ***Motivos de interrupción***

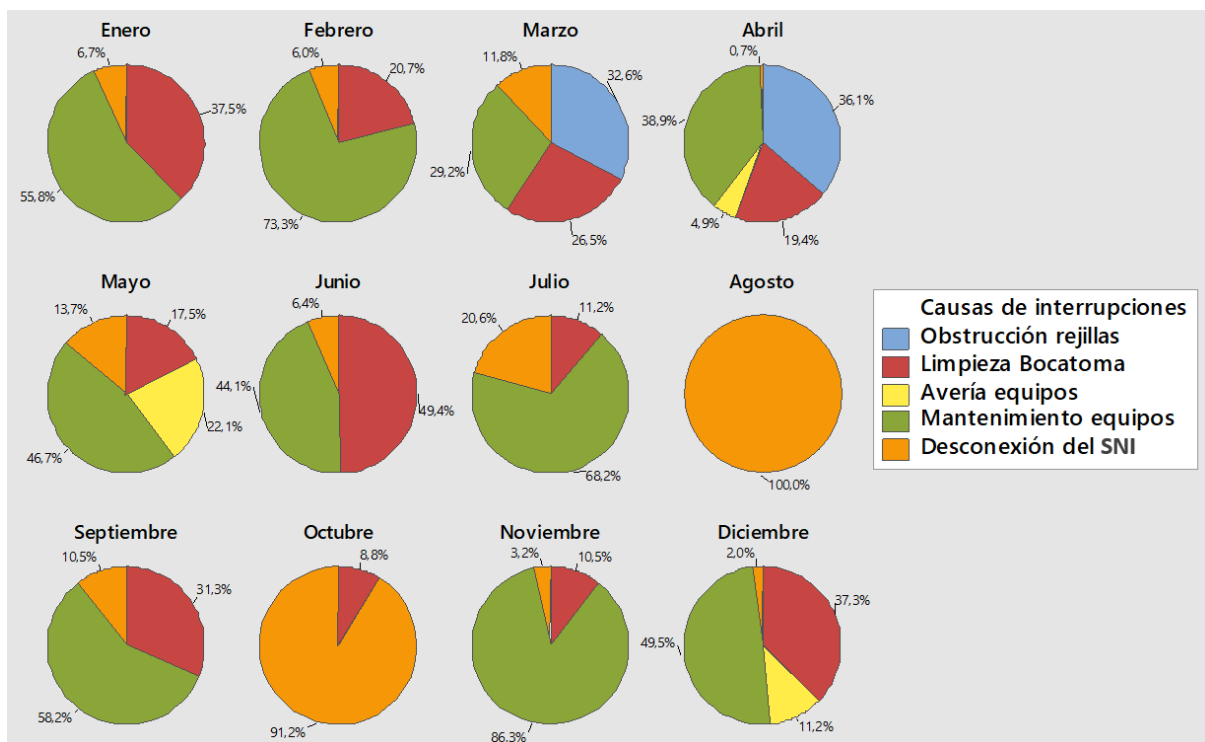
Los motivos de interrupción del servicio eléctrico por parte de la central hidroeléctrica suelen ser varios, las observaciones realizadas por los operadores de manera diaria ayudan a discernir cada uno de ellos, teniendo los siguientes:

- **Obstrucción de rejillas:** las obstrucciones de las rejillas o taponamiento de las mismas ocasionan que el agua no pueda fluir con el caudal necesario en la toma de las mismas, ubicada a 1,75 km de la central. Tal situación, disminuye la energía potencial requerida para el proceso de generación de electricidad.
- **Limpieza Bocatoma:** las labores de limpieza y mantenimiento de rejillas y tanques de presión, en la toma de agua (Bocatoma), tardan más de lo esperado.
- **Avería en los equipos de generación:** carencia de recursos y especialistas en la planta para realizar mantenimiento oportuno a los equipos de generación.
- **Mantenimiento de los equipos:** el servicio no cuenta con un plan de mantenimiento para todo el equipamiento, lo cual ocasiona averías brindándose un mantenimiento del tipo correctivo.
- **Desconexión del SNI:** la misma se produce por dos causas fundamentales: por separación del sistema y caída del sistema. La separación se produce cuando un déficit de generación en la zona y la demanda requerida en la misma supera el nivel de potencia que es posible transferir en las líneas en función de su nivel de voltaje nominal. Una caída del sistema se ocasiona cuando se producen incrementos de la demanda, provocando un deterioro de los parámetros de calidad del servicio eléctrico y, las protecciones no actúan de manera adecuada retirando carga del sistema (ARCERNNR, 2021).

Al analizar el tiempo acumulado mensual de las interrupciones por cada motivo descrito anteriormente en la **Tabla 4**, se observa que existe una gran variación mensual con respecto al tiempo de interrupción, por lo que al graficar estos resultados se puede evitar un análisis superficial respecto al estudio de la problemática y de esta manera ampliar el mismo en busca de sus principales causas. En la **Figura 10**, se aprecian los aportes porcentuales de los tiempos mensuales de interrupción por cada motivo:

**Figura 10:**

*Diagramas de pastel mensuales sobre los tiempos y motivos de interrupciones*



*Nota.* La tabla muestra las causas o motivos de interrupción mensuales del año 2021 adaptado a partir de la **Tabla 4**, tiempos de interrupción mensual por motivo en minutos (T), Elaboración propia.

### *Análisis mensual de motivos de interrupción*

En la **Tabla 3**, se muestra el tiempo de interrupciones mensuales por cada una de las causas, mientras que en la **Figura 10** se muestran los porcentajes de los mismos.

En el mes de enero existe un total de 1173 minutos de interrupciones en la generación de lo cual el 55,8%, corresponde al mantenimiento de los equipos de generación. En febrero se tiene un tiempo de interrupción total de 1761 minutos siendo el 73,3% del mismo por motivos de mantenimiento en los equipos de generación. El mes de marzo presenta el mayor tiempo de interrupción con un total de 7087 minutos de interrupciones acumuladas, donde el 32,6% de los mismos fue causado por obstrucciones en las rejillas y taponamiento de las mallas en Bocatoma.

Para abril se reportaron 3974 minutos de interrupción donde el 38,9% de los mismos fue ocasionado debido a los períodos de mantenimiento de los equipos de generación. En el mes de mayo se registró 5026 minutos, siendo el segundo mes con más tiempo de interrupciones acumuladas donde el 46,7% de los mismos representa el mantenimiento de los equipos de generación. Para junio del mismo año, el 49,4% del tiempo de interrupción total de 1194 minutos corresponde a las tareas de limpieza en Bocatoma, debido a las fuertes lluvias que se presentan en el mes analizado.

En julio se tiene un tiempo de interrupción de 2355 minutos de los cuales el 68,2% representa los mantenimiento de los equipos de generación. En el mes de agosto se reportaron únicamente 43 minutos de interrupciones, correspondiendo el 100% del tiempo a las desconexiones del SNI. Para septiembre existieron 1709 minutos acumulados de las interrupciones, de los cuales el 58,2% corresponde a los equipos de generación. En octubre de 742 minutos reportados de interrupción el 91,2% corresponde a desconexiones del SNI.

Para noviembre del mismo año se tiene un total de 3299 minutos de interrupciones de los cuales el 86,3% del tiempo se destinó a mantenimiento de los equipos de generación. En diciembre se reportaron 2137 minutos de interrupciones siendo los 49,5% de las mismas dedicadas al mantenimiento de los equipos de generación.

El mantenimiento de los equipos es la causa que se presenta en la mayoría de los meses, siete (7) en total, siendo estos: enero, febrero, abril, mayo, julio, septiembre, noviembre y diciembre. Mientras que las desconexiones de SNI se presenta en todos los meses, pero demuestran ser las más importantes en los meses de: agosto y octubre. Por otro lado el mes de marzo está caracterizado por acumular el mayor tiempo de interrupción por motivo de obstrucciones en las rejillas que a su vez suceden por las fuertes lluvias. Mientras que en el mes de junio la causa dominante es las tareas de limpieza realizadas en Bocatoma.

### ***Tiempo medio por motivo de interrupción***

Teniendo claro los motivos o causas por las cuales suceden las interrupciones y teniendo los datos de frecuencia y tiempo, es posible determinar el tiempo medio de interrupción por cada una de las causas, es decir, el tiempo que dura cada una de las interrupciones en función del motivo que la haya originado cuyo valor se encontrará en función de los datos del 2021, para lo cual se requiere emplear la siguiente ecuación:

$$Tiempo\ medio\ por\ motivo\ de\ interrupción = \frac{Tiempo\ total\ por\ motivo\ (min)}{Número\ interrupciones\ por\ motivo} \quad (3)$$

A continuación se calcula, un ejemplo sobre el tiempo medio por cada interrupción del motivo: obstrucción de rejillas, empleando la ecuación ( 3 ), el mismo procedimiento se realiza para creación de la **Tabla 5**:

$$Tiempo\ medio\ por\ obstrucción\ de\ rejilla = \frac{3744\ min}{8\ interrupciones} = 468\ min/interrupción$$

**Tabla 5:***Tiempo medio por motivo de interrupción*

Motivo de interrupción	Tiempo (min)	Número de interrupciones	Tiempo medio interrupción	
			Minutos	Horas
Obstrucción rejillas	3744	8	468,00	7,80
Limpieza Bocatoma	6925	46	150,54	2,51
Avería equipos	1545	5	309,00	5,15
Mantenimiento equipos	14939	32	466,84	7,78
Desconexión del SNI	3347	84	39,85	0,66
<b>Total</b>	<b>30500</b>	<b>175</b>	174,29	2,90

*Nota.* Elaborada a partir de la **Tabla 4**, tiempo total de interrupción por motivo (T) y frecuencia total de interrupción por motivo (F), Elaboración propia.

En la tabla mostrada se puede notar que la desconexión del SNI es la causa que se presenta con mayor frecuencia anual con un conteo de 84 eventos para el año 2021, conjuntamente, es el motivo que menor tiempo de interrupción presenta con aproximadamente 39,85 min. Por otro lado, el mayor tiempo medio por cada interrupción lo presenta la obstrucción de las rejillas y los mantenimientos realizados a los equipos de generación con tiempos de 7,80 y 7,78 horas respectivamente.

En la información presentada se puede concluir que las desconexiones del Sistema Nacional Interconectado (SNI), ocurren de manera frecuente; pero con un breve intervalo de tiempo de duración. Sin embargo, las obstrucciones de las rejillas poseen una baja frecuencia de ocurrencia y, con el mayor tiempo de interrupción. Además, las tareas de limpieza en el área de Bocatoma se realizan con un promedio de 2,51 horas, y la frecuencia con la que ambos equipos de generación se encuentran fuera de servicio es baja, con tiempos de interrupción de 5,15 horas. Mientras, los periodos de inactividad en la generación provocada por las tareas de mantenimiento en los equipos son de 7,78 horas y se realizan con una frecuencia elevada.

### *Indicadores de calidad en el servicio eléctrico*

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), cumple con las funciones de regulación de la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, mediante la Regulación No. ARCERNNR - 002/20 (ARCERNNR, 2021), en donde se hace referencia a indicadores de calidad de servicio eléctrico que las empresas generadoras y distribuidoras de energía deben cumplir. Los indicadores que se deben manejar son varios. Sin embargo, en el presente apartado se hará mención únicamente a los indicadores de calidad del servicio técnico correspondiente al Capítulo III de la norma citada, que tratan precisamente sobre las interrupciones.

Para tal motivo, se define como interrupción el corte o bien la suspensión del suministro eléctrico a los consumidores de una determinada área correspondiente a una empresa encargada del servicio de distribución (ARCERNNR, 2021).

Considerando que las interrupciones pueden ser clasificadas según la ARCERNNR, (2021) de la siguiente manera:

Según la duración;

- **Breve:** en periodos iguales o inferiores a 3 min.
- **Larga:** aquellas con periodos de interrupción superiores a 3 min.

Según la causa;

- **Programadas:** aquellas que han sido planificadas y comunicadas con antelación, realizadas para mantenimientos, mejoras, ampliaciones, etc.
- **No programadas:** son las que suceden de manera intempestiva, sin previa programación o aviso, ya sea por condiciones ambientales o cualquier falla en la red eléctrica.



Según el origen;

- **Internas:** se originan en los sistemas de distribución, ya sea de las distribuidoras o en la empresa encargada de distribución.
- **Externas:** son aquellas ocasionadas por estaciones generadoras, transmisoras, suspensiones que sean generales, por otra distribuidora o el mismo consumidor.

El tipo de interrupción junto con otros datos, deben ser registrados y reportados para calcular los indicadores de calidad de servicio, los cuales pueden ser globales y por consumidor. Asimismo, al no poseer datos de los consumidores por ser una central de paso sólo se calculará el aporte global para lo cual se considera las siguientes ecuaciones:

Indicadores globales (ARCERNNR, 2021):

- FMIK, frecuencia media de interrupciones por kVA instalado:

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (4)$$

$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (5)$$

- TTIK, tiempo total de interrupción en horas por kVA instalado:

$$TTIK_i = \frac{kVA_i * t_i}{kVA_{Ti}} \quad (6)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (7)$$

Donde;

$kVA_i$  = kVA nominales, que se encuentran fuera de servicio debido a interrupción  $i$ .

$kVA_{Ti}$  = kVA nominales total instalados en la red o alimentador en el instante de  $i$ .

$t_i$  = Tiempo de interrupción  $i$ , en horas.

Considerando los siguientes límites permisibles por parte de la regulación:

**Tabla 6:**

*Límites de indicadores globales para calidad de servicio técnico*

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
<b>FMIK</b>	6.0	7.0	9.5
<b>TTIK</b>	8.0	10.0	16.0

*Nota.* Tomado de regulación 002/20 por ARCERNNR, 2020.

Con base a la **Tabla 6**, presentada la empresa ELEPCO SA, reportó para el año de 2021 (ELEPCO S.A., 2021), los siguientes resultados globales, correspondientes al estado de la red, y los valores alcanzados:

**Tabla 7:**

*Resultados indicadores globales para calidad servicio técnico ELEPCO S.A.*

Índice	Límites Red	Valores alcanzados
<b>FMIK</b>	6	5,32
<b>TTIK</b>	8	7,61

*Nota.* Adaptado de presentación Rendición de Cuentas por ELEPCO S.A., 2021.

En la **Tabla 7**, se observa que de manera global la empresa cumple con la regulación tanto en la frecuencia de interrupciones (FMIK), como en el tiempo total de las mismas (TTIK). Se determinará los mismos indicadores para la situación específica de la central hidroeléctrica El Estado, empleando las ecuaciones ( 4 ), ( 5 ), para la frecuencia y ecuaciones ( 6 ), ( 7 ) para el tiempo y considerando que la potencia nominal instalada en la central se de 1700 kVA, y el promedio de kVA de funcionamiento es de 600 para el generador 1 y 700 para el generador 2 (Bitácora de generación, 2021), teniendo una media de funcionamiento de 1300 kVA.

Para lo cual se determinó en primera instancia el cociente entre la potencia nominal instalada y el promedio de la potencia interrumpida, con el objetivo de facilitar los cálculos de los indicadores globales:

$$\frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} = \frac{1300 \text{ kVA}}{1700 \text{ kVA}} = 0,765$$

Se tiene un valor promedio de 0,765, dicho factor se deberá multiplicar por el número de interrupciones totales para determinar el indicador FMIK, ya que el valor  $\left(\frac{kVA_i}{kVA_{Ti}}\right)$  se considerará como constante, por otro lado y siguiendo la misma lógica se deberá multiplicar 0,765 por el tiempo de interrupción en horas para el cálculo del factor TTIK, a continuación se presenta el ejemplo para el cálculo del mes de enero:

$$FMIK_{ENERO} = \sum_i FMIK_i = \frac{kVA_1}{kVA_{T1}} + \dots + \frac{kVA_{12}}{kVA_{T12}} = 12 \left(\frac{kVA_i}{kVA_{Ti}}\right) = 12 * 0,765 = 9,18$$

$$TTIK_{ENERO} = \sum_i TTIK_i = \frac{kVA_1 * t_1}{kVA_{T1}} + \dots + \frac{kVA_{12}}{kVA_{T12}} = t_1 \left(\frac{kVA_i}{kVA_{Ti}}\right) = 19,55 * 0,765 = 14,96$$

Los resultados mensuales y el promedio anual, se puede apreciar en la **Tabla 9**, la cual indica que se tiene un promedio de 14,58 interrupciones y un tiempo de las mismas de 42,36 horas de manera mensuales. Además, se tiene una frecuencia de interrupciones anuales con respecto a los kVA nominales (FMIK) de 11,16 y un tiempo en horas de interrupciones por kVA (TTIK) de 32,41, dichos valores son comparados con los límites en la **Tabla 8**:

**Tabla 8:**

*Cumplimiento indicadores de calidad en el servicio - central hidroeléctrica*

Índice	Límite	Calculado	Estado
FMIK	6	11,16	No cumple
TTIK	8	32,41	No cumple

*Nota.* En caso de estar por debajo o igual al límite se calificará como Cumple, en caso de superar el límite No cumple, Elaboración propia, 2021.

**Tabla 9:***Cálculo de indicadores FMIK y TTIK para la central hidroeléctrica*

Meses	Interrupciones	Promedio kVAi/kVATi	FMIK	Tiempo interrupciones (horas)	TTIK
<b>Enero</b>	12	0,765	9,18	19,55	14,96
<b>Febrero</b>	16	0,765	12,24	29,35	22,45
<b>Marzo</b>	28	0,765	21,42	118,12	90,36
<b>Abril</b>	19	0,765	14,54	66,23	50,67
<b>Mayo</b>	18	0,765	13,77	83,77	64,08
<b>Junio</b>	20	0,765	15,30	19,90	15,22
<b>Julio</b>	12	0,765	9,18	39,25	30,03
<b>Agosto</b>	8	0,765	6,12	0,72	0,55
<b>Septiembre</b>	11	0,765	8,42	28,48	21,79
<b>Octubre</b>	6	0,765	4,59	12,37	9,46
<b>Noviembre</b>	14	0,765	10,71	54,98	42,06
<b>Diciembre</b>	11	0,765	8,42	35,62	27,25
<b>Promedio</b>	<b>15</b>	<b>0,765</b>	<b>11,16</b>	<b>42,36</b>	<b>32,41</b>

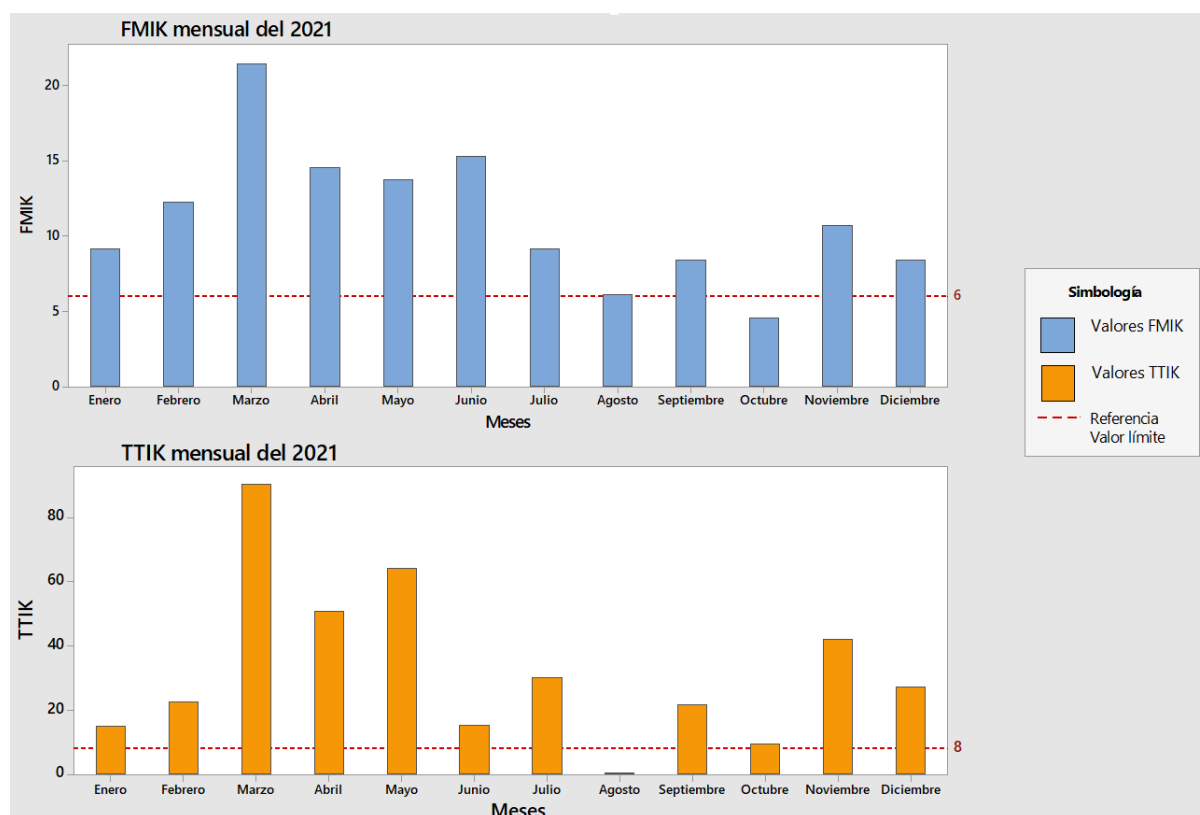
*Nota.* El promedio de la división entre kVAi/kVATi es constante, elaboración propia, 2021.

Se realizó un análisis mensual de manera detallada, el mismo se observa en la **Figura 11**, para el indicador FMIK que representa la frecuencia de interrupciones mensuales en este caso, con un límite regulado de 6 unidades, la mayoría de los meses sobrepasa al mismo, a excepción del mes de octubre que posee un valor inferior.

Mientras, que para el indicador TTIK, el cual representa el tiempo en horas de las interrupciones con un límite de 8 unidades, únicamente el mes de agosto se encuentra por debajo de lo permitido mientras que en el resto de los meses se incumple con los valores admisibles, siendo para ambos casos el mes de marzo el que representa un valor demasiado elevado y los meses de agosto y octubre valores aceptables.

**Figura 11:**

*Indicadores FMIK y TTIK, central hidroeléctrica*



*Nota.* Se muestra los indicadores FMIK y TTIK calculados de manera mensual así como líneas de referencia según los límites regulados, Elaboración propia, 2021.

Como resultado al diagnóstico general realizado se puede apreciar que las interrupciones del servicio eléctrico se deben principalmente al mantenimiento requerido por los equipos y su obsolescencia. No obstante, es de interés de la alta directiva del servicio direccionar la reducción de los tiempos de interrupción y su frecuencia de ocurrencia, enfocada a las afectaciones ocurridas por averías en el SNI.

El análisis mensual desarrollado de las interrupciones y su duración (ver **Figura 9**), así como el análisis de los indicadores FMIK y TTIK (ver **Figura 11**) indican que en el periodo de análisis, el mes que más inconvenientes presentó fue marzo, mientras que un análisis específico de los motivos de interrupción (ver **Tabla 4**) demuestra que, en la instalación las

interrupciones de generación suceden por cinco (5) motivos principales siendo las desconexiones del SNI aquellas que representan una mayor frecuencia. Sin embargo, el mantenimiento de los equipos de generación acumula el mayor tiempo de interrupción.

Por lo cual si se quiere mejorar la calidad del servicio eléctrico, es necesario gestionar y reducir los motivos de interrupción detectados, así como los tiempos de duración, sobre todo los que suceden de manera intempestiva ya que éstos no son reportados con previa antelación y representan el mayor inconveniente para los usuarios servidos desde la central.

### Área de estudio

Como parte de la delimitación del área de estudio se ha elaborado la **Tabla 10**, según los lineamientos y líneas de investigación establecidos por la Universidad Indoamérica (2021).

**Tabla 10:**

#### *Área de estudio*

<b>Dominio</b>	Tecnología y Sociedad
<b>Línea de investigación</b>	Diseño y desarrollo de prototipos de sistemas electromecánicos, electrónicos, mecánicos, y de distribución energética, basados en arquitecturas nóveles y/o sistemas embebidos.
<b>Sub-Línea de investigación</b>	Redes y sistemas inteligentes: algoritmos e inteligencia artificial, tele operación, visión artificial; enrutamiento de redes inteligentes; automatización y redes industriales.
<b>Campo</b>	Ingeniería industrial
<b>Área</b>	Automatización
<b>Aspecto</b>	Sistemas de respaldo energético
<b>Objeto de estudio</b>	Diseño de respaldo por energías renovables para la central hidroeléctrica El Estado, ELEPCO S.A., ubicada en el Catón Pujilí provincia de Cotopaxi.
<b>Periodo de análisis</b>	Enero 2021 a diciembre 2022

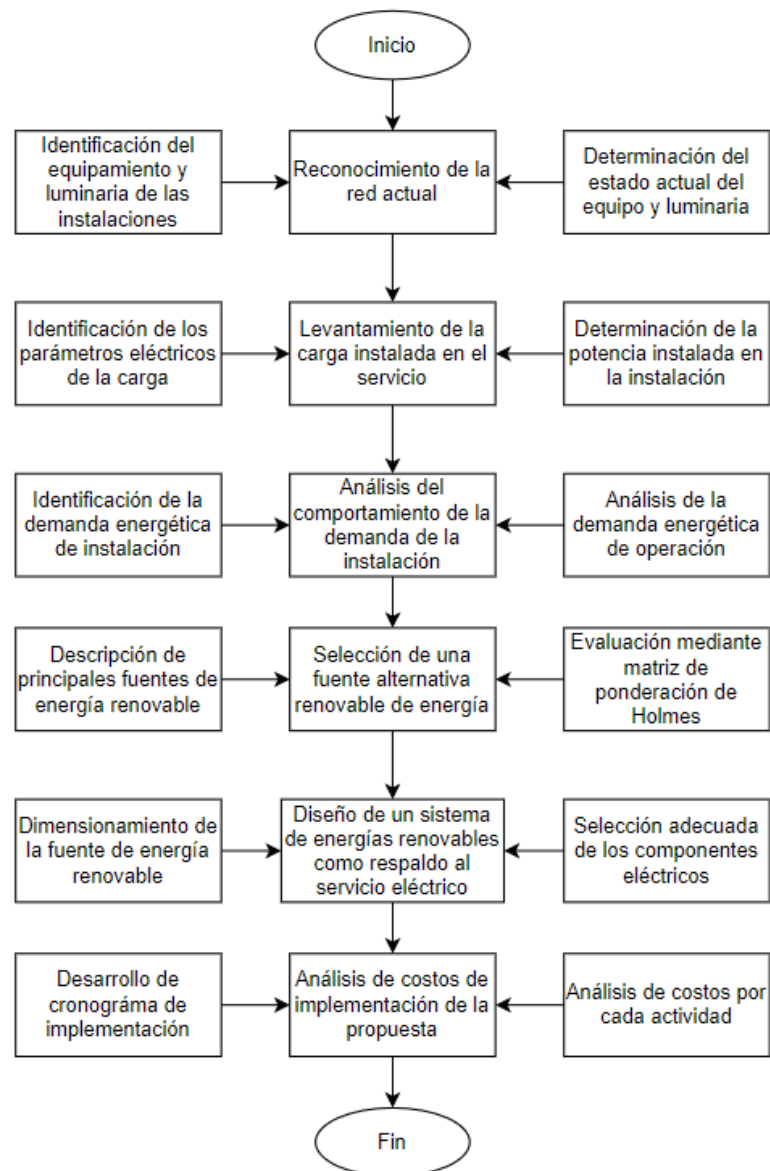
*Nota.* Adaptado de Líneas de investigación, por Universidad Tecnológica Indoamérica, 2021.

## Modelo Operativo

Encaminado al cumplimiento de los objetivos planteados y resolución de los problemas identificados se plantea el modelo operativo de la **Figura 12**, el mismo que fue adaptado de trabajos previos en los que se desarrollaron investigaciones similares, por lo cual se trata de un modelo probado anteriormente y que sigue una secuencia lógica para la resolución de un problema dado.

**Figura 12:**

*Modelo operativo*



*Nota.* Adaptado de Modelo Operativo (pág. 33), por Chasipanta, 2022.

El modelo a seguir inicia con el reconocimiento de la red eléctrica actual de la instalación correspondiente a la central hidroeléctrica, para lo cual se pretende identificar el equipamiento y luminaria de la instalación, así como el funcionamiento de los mismos.

Se realiza un levantamiento de la carga correspondiente a fuerza y alumbrado en la central hidroeléctrica, mediante la identificación de los parámetros nominales de cada uno de los equipos en la misma, conjuntamente se determina la potencia activa, reactiva y aparente instalada en la misma.

El siguiente paso es analizar de manera detallada el comportamiento de la demanda energética de la instalación para lo cual se identifica y analiza la demanda proveniente de la instalación (carga del edificio como luminarias y equipamiento identificado), así como la demanda procedente de la operación de la central hidroeléctrica (protecciones y maniobra).

Se procede a realizar un estudio respecto a las posibles fuentes alternativas de energía renovable, con el fin de realizar una selección adecuada de la más óptima encaminada como fuente de respaldo en ausencia del SNI con vistas a garantizar el servicio de uso de planta necesario para generar electricidad.

Una vez identificado el tipo de energía renovable a utilizar se procederá con el diseño del sistema de respaldo al servicio eléctrico por la misma, mediante su adecuado dimensionamiento de dicha fuente; así como la selección de los componentes que integrarían al sistema.

Se realizará un análisis económico para determinar el costo de implementación de la propuesta en función de los valores monetarios correspondiente a la adquisición del equipamiento necesario, mano de obra y demás actividades requeridas para implementar la propuesta bajo los parámetros diseñados.



## CAPÍTULO III

### Propuesta y resultados esperados

#### Desarrollo de la propuesta

##### *Reconocimiento de la red actual*

Según el levantamiento eléctrico realizado se pueden identificar varias áreas y las cargas eléctricas en cada una de ellas. Siendo un total de doce (12) áreas dentro de las instalaciones, siendo estas las siguientes:

- 1. Taller mecánico:** es el área designada para realizar labores de mantenimiento a los equipos disponibles en la instalación.
- 2. Sala de reuniones:** es el lugar destinado a mantener reuniones operativas y administrativas programadas.
- 3. Caseta de guardia:** es el lugar designado al monitoreo de frecuencias y reportes de radio así como para la vigilancia de las instalaciones.
- 4. Cocina:** es el área destinada para que el personal de planta prepare y sirva sus alimentos.
- 5. Dormitorio:** son las áreas destinadas al hospedaje y lugar de descanso de los operarios en turno.
- 6. Bodegas:** están destinadas para almacenar, equipos, materiales y componentes necesarios para la operación de la central hidroeléctrica.
- 7. Oficina:** es el lugar donde se hace uso de la computadora e impresora para la documentación de las operaciones y parámetros de los mismos. También cuenta con un área de enfermería simplificada.

8. **Depósito de aceite:** es el área en el cual se almacenan de manera temporal tanto los residuos generados como los aceites remanentes y necesarios para labores de mantenimiento.
9. **Servicios auxiliares:** es el lugar en el que se encuentra los equipos y medidores de consumo correspondiente a los servicios auxiliares con los que cuenta la instalación actualmente.
10. **Banco de baterías:** es el cuarto que contiene el arreglo de baterías así como el cargador de las mismas.
11. **Casa de máquinas:** es el área donde se realiza la generación de energía hidroeléctrica, y se encuentran los grupos generadores.
12. **Sala de control:** es el lugar donde se controlan los parámetros eléctricos de generación.

### **Identificación del equipamiento y lámparas**

Dentro de cada una de las áreas existen diferentes elementos eléctricos con determinados parámetros, siendo el objetivo del levantamiento de carga de las instalaciones el determinar el consumo eléctrico que deberá ser satisfecho con una fuente de energía alternativa, para lo cual se han identificado cada uno de ellos los cuales se encuentran conectados a la red en cada una de las área designada. Empleando la siguiente abreviación para designar el estado actual de cada uno de ellos:

- **Funciona (F):** el equipo o la lámpara se encuentra en buen estado y funciona.
- **No funciona (NF):** el equipo o la lámpara no se encuentra funcionando.
- **No existe (NE):** el equipo o la lámpara especificada no existe como tal dentro de las instalaciones.

**Tabla 11:**  
*Identificación y estado de los equipos y lámparas*

Área	Descripción	Cantidad	Estado		
			F	NF	NE
Taller mecánico	Iluminación 220	2	2	0	0
	Esmeril	1	1	0	0
	Soldadora industrial	1	1	0	0
Sala de reuniones	Iluminación 220	1	1	0	0
	Iluminación 110	6	5	1	0
	TV rivera 32 in	1	1	0	0
Caseta de guardia	Iluminación 110	1	0	0	1
	Radio transmisor	1	1	0	0
	Regulador de fuente de alimentación	1	1	0	0
	Modem	1	1	0	0
Cocina	Iluminación 220	1	1	0	0
	Iluminación 110	3	3	0	0
	Nevera	1	1	0	0
	Control de asistencia biométrico	1	1	0	0
	Timbre	1	1	0	0
Dormitorio	Iluminación 110	3	2	0	1
	Ducha eléctrica	1	1	0	0
Bodegas	Iluminación 110	2	2	0	0
Oficina	Iluminación 110	2	2	0	0
	Computador	1	1	0	0
	Monitor	1	1	0	0
	Impresora	1	1	0	0
	Radio transmisor	1	1	0	0
	Cargador automático de batería	1	1	0	0
Depósito de aceite	Iluminación 220	1	1	0	0
Servicios auxiliares	Iluminación 110	1	1	0	0
Banco de baterías	Iluminación 110	1	1	0	0
	Cargador de baterías	1	1	0	0
Casa de máquinas	Iluminación 220	12	6	6	0
	Compresor	1	1	0	0
Sala de control	Iluminación 220	4	3	1	0
	Iluminación 110	1	0	1	0
	Iluminación 220	1	1	0	0
<b>Total</b>		59	48	9	2
<b>Representación porcentual</b>		100%	81,36%	15,25%	3,39%

*Nota.* Se identifica la cantidad de elementos por área y su estado, Elaboración propia.

## *Levantamiento de la carga instalada en el servicio*

### **Identificación de los parámetros eléctricos de la carga**

Con el objetivo de determinar la potencia consumida por los sistemas eléctricos en las instalaciones se requiere conocer ciertas características eléctricas de los mismos dentro de estos parámetros tenemos varios términos descritos por Buban, (1983):

- **Voltaje ( $V$ ):** expresado en voltios [ $V$ ], es una magnitud que indica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Puede considerarse como la "fuerza" que impulsa la corriente eléctrica en un circuito. El voltaje se proporciona por una fuente de energía, como una batería o un generador, y hace que los electrones circulen por el circuito.
- **Corriente ( $I$ ):** expresado en amperios [ $A$ ], es el movimiento ordenado de los electrones, a través de un conductor. Se produce cuando hay una diferencia de potencial entre dos puntos en un circuito eléctrico. Al circular la misma proporciona energía a los dispositivos eléctricos, como: lámparas, motores y electrodomésticos. También puede generar calor, luz y otras formas de energía.
- **Voltaje de línea ( $V_L$ ):** se considera voltaje de línea a la diferencia de potencial existente entre dos fases.
- **Voltaje de fase:** se considera voltaje de fase a la diferencia de potencial existente entre el conductor neutro con respecto a cualquiera de las tres fases del sistema trifásico.
- **Corriente de línea ( $I_L$ ):** la corriente de línea es aquella que circula por el conductor y para una conexión en estrella la misma coincide con la corriente de fase.

- **Corriente de fase:** la corriente de fase es aquella que circula por el conductor y para una conexión en delta la corriente de fase es igual a la corriente de línea dividido por raíz de tres.
- **Factor de potencia ( $\phi$ ):** es el ángulo de desfasaje existente entre la onda de la corriente y el voltaje, cuando la carga a servir no es resistiva pura. Indica el grado de aprovechamiento de la energía eléctrica. Se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente consumida por un dispositivo o sistema.
- **Tipo de cargas:** para aplicación práctica del presente trabajo se han identificado dos tipos de cargas: monofásica (1f) y trifásica (3f). Para un sistema monofásico, la carga eléctrica fluye a través del conductor en una sola dirección. Mientras, para un sistema trifásico, se utilizan tres fases para proporcionar corriente eléctrica a la carga. Los sistemas trifásicos se utilizan a menudo en aplicaciones de mayor potencia, como la distribución de energía eléctrica a gran escala.

Para determinar la carga o potencia de cada uno de los equipos y lámparas en las áreas de la instalación es necesario determinar el concepto de potencia y las características de la misma:

**Potencia:** La potencia eléctrica se define como la rapidez con la cual un sistema puede realizar un trabajo. Se relaciona con la cantidad de corriente eléctrica que fluye a través de un circuito (corriente) y la diferencia de potencial eléctrico (voltaje) aplicada a ese circuito. Además de ello puede existir diferentes tipos de potencia (Buban, 1983):

- **Potencia activa (P):** Es la componente de la potencia total que realmente se transforma en trabajo útil y se mide en vatios [W], las fórmulas de cálculo son las siguiente (Buban, 1983):

Potencia activa para cargas monofásicas:

$$P = I_f * V_f * \text{Cos } \phi \quad (8)$$

Potencia activa para cargas trifásicas:

$$P = \sqrt{3} * I_l * V_l * \text{Cos } \phi \quad (9)$$

- **Potencia reactiva (Q):** Es el componente de la potencia total que no se transforma en trabajo útil, se utiliza para suplir las necesidades de los circuitos magnéticos en las máquinas eléctricas. La misma viaja en la línea de la fuente a la carga y viceversa. Su unidad de medida es el vatio reactivo [VAR], las fórmulas de cálculo son las siguientes (Buban, 1983):

Potencia reactiva para cargas monofásicas:

$$Q = I_f * V_f * \text{Sen } \phi \quad (10)$$

Potencia reactiva para cargas trifásicas:

$$Q = \sqrt{3} * I_l * V_l * \text{Sen } \phi \quad (11)$$

- **Potencia aparente (S):** La potencia aparente es una medida de la cantidad de energía eléctrica que se puede consumir en un sistema eléctrico. Se mide en voltios amperios [VA]. Al tratarse de la potencia total, corresponde a la suma fasorial de la potencia activa y reactiva con la siguiente fórmula (Buban, 1983):

Potencia aparente:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (12)$$

### **Cálculos necesarios para el levantamiento de la carga**

Considerando un factor de potencia equivalente a  $\text{Cos } \phi = 0,8$  se determina el ángulo existente entre la potencia activa y la potencia reactiva (Chasipanta, 2022):

$$\text{Cos } \phi = 0,8 \Rightarrow \phi = \text{Cos}^{-1}(0,8) \Rightarrow \phi = 36,87^\circ$$

Es así como se ha realizado la **Tabla 12**, siguiendo el siguiente procedimiento de cálculo para el primer y segundo elemento:

#### **Iluminación 220V taller mecánico (1);**

Se cuenta con dos (2) lámparas en funcionamiento que trabajan a 220 voltios [V] y 1,2 amperios [A] de corriente nominal, tratándose de carga monofásica se emplean las ecuaciones ( 8 ) y ( 10 ), se procede con el siguiente cálculo:

$$P_1 = I_f * V_f * \text{Cos } \phi$$

$$P_1 = 1,2 A * 220 V * \text{Cos } 36,87^\circ$$

$$P_1 = 211,20 W * 2 \text{ unidades} = 422,4 W$$

Los valores se anotan en factor de  $k = 1 * 10^{-3}$ , es decir  $P_1 = 0,422 kW$ .

$$Q_1 = I_f * V_f * \text{Sen } \phi$$

$$Q_1 = 1,2A * 220V * \text{Sen } 36,87^\circ$$

$$Q_1 = 158,40VAR * 2 \text{ unidades} = 316,8 VAR$$

Los valores se anotan en factor de  $k = 1 * 10^{-3}$ , es decir  $Q_1 = 0,316 kVAR$ .

### **Esmeril de taller mecánico (2);**

Se cuenta con 1 unidad en funcionamiento que trabajan a 110 voltios [V] y 4 amperios [A] de corriente nominal, tratándose de carga trifásica se emplean las ecuaciones ( 9 ) y ( 11 ), se procede con el siguiente cálculo:

$$P_2 = \sqrt{3} * I_l * V_l * \text{Cos } \phi$$

$$P_2 = \sqrt{3} * 4 A * 110 V * \text{Cos } 36,87^\circ$$

$$P_2 = 609,68 W$$

Los valores se anotan en factor de  $k = 1 * 10^{-3}$ , es decir  $P_2 = 0,610 kW$ .

$$Q_2 = \sqrt{3} * I_l * V_l * \text{Sen } \phi$$

$$Q_2 = \sqrt{3} * 4 A * 110 V * \text{Sen } 36,87^\circ$$

$$Q_2 = 457,26 VAR$$

Los valores se anotan en factor de  $k = 1 * 10^{-3}$ , es decir  $Q_2 = 0,457 kVAR$ .



**Tabla 12:***Levantamiento de carga*

Área	Descripción	Cantidad	Voltaje [V]	Corriente [A]	Factor potencia Cos $\phi$	Carga		Potencia	
						1f	3f	P [kW]	Q [kVAR]
<b>Taller mecánico</b>	Iluminación 220	2	220	1,2	0,8	X		0,422	0,317
	Esmeril	1	110	4	0,8		X	0,610	0,457
	Soldadora industrial	1	30	300	0,8		X	12,471	9,353
<b>Sala de reuniones</b>	Iluminación 220	1	220	1,2	0,8	X		0,211	0,158
	Iluminación 110	6	110	0,15	0,8	X		0,079	0,059
	TV rivera 32 in	1	110	1,25	0,8	X		0,110	0,083
<b>Caseta de guardia</b>	Iluminación 110	1	110	0,075	0,8	X		0,007	0,005
	Radio transmisor	1	110	11	0,8	X		0,968	0,726
	Regulador de fuente de alimentación	1	110	4	0,8	X		0,352	0,264
	Modem	1	110	0,15	0,8	X		0,013	0,010
<b>Cocina</b>	Iluminación 220	1	220	1,2	0,8	X		0,211	0,158
	Iluminación 110	3	110	0,075	0,8	X		0,020	0,015
	Nevera	1	110	2,75	0,8	X		0,242	0,182
	Control de asistencia biométrico	1	110	2	0,8	X		0,176	0,132
	Timbre	1	110	0,2	0,8	X		0,018	0,013
<b>Dormitorio</b>	Iluminación 110	3	110	0,075	0,8	X		0,020	0,015
	Ducha eléctrica	1	110	35	0,8	X		3,080	2,310
<b>Bodegas</b>	Iluminación 110	2	110	0,075	0,8	X		0,013	0,010

Área	Descripción	Cantidad	Voltaje [V]	Corriente [A]	Factor potencia Cos $\phi$	Carga		Potencia			
						1f	3f	P [kW]	Q [kVAR]		
Oficina	Iluminación 110	2	110	0,15	0,8	X		0,026	0,020		
	Computador	1	110	0,4	0,8	X		0,035	0,026		
	Monitor	1	110	0,5	0,8	X		0,044	0,033		
	Impresora	1	110	0,5	0,8	X		0,044	0,033		
	Radio transmisor	1	110	11	0,8	X		0,968	0,726		
	Cargador automático de batería	1	12	15	0,8	X		0,144	0,108		
<b>Depósito de aceite</b>	Iluminación 220	1	220	0,6	0,8	X		0,106	0,079		
<b>Servicios auxiliares</b>	Iluminación 110	1	110	0,075	0,8	X		0,007	0,005		
<b>Banco de baterías</b>	Iluminación 110	1	110	0,075	0,8	X		0,007	0,005		
	Cargador de baterías	1	120	50	0,8	X		4,800	3,600		
<b>Casa de máquinas</b>	Iluminación 220	12	220	1,15	0,8	X		2,429	1,822		
	Compresor	1	220	10	0,8		X	3,048	2,286		
<b>Sala de control</b>	Iluminación 220	4	220	1,15	0,8	X		0,810	0,607		
	Iluminación 110	1	110	0,075	0,8	X		0,007	0,005		
	Iluminación 220	1	220	1,15	0,8	X		0,202	0,152		
<b>TOTAL</b>										31,699	23,774

*Nota.* En la tabla se muestra los principales parámetros eléctricos de cada uno de los equipos y luminaria identificado por áreas, así como el cálculo individual de la Potencia Activa (P) en kW y la Potencia Reactiva (Q) expresada en kVAR, para el total se realizó una sumatoria de los valores mencionados, Elaboración propia.

De la **Tabla 12** se obtiene la potencia activa total ( $P_T$ ) y la potencia reactiva total ( $Q_T$ ) al sumar los resultados de las potencias monofásicas y trifásicas, por lo cual se determinan los siguientes resultados:

**Potencia instalada en la instalación**

**Potencia activa total ( $P_T$ )**

$$P_T = \sum_{i=1}^n P_i \quad (13)$$

$$P_T = 31,699 \text{ kW}$$

**Potencia reactiva total ( $Q_T$ )**

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (14)$$

$$Q_T = 23,774 \text{ kVAR}$$

Una vez determinado los valores de potencia activa total y potencia reactiva total, se emplea la ecuación ( 12 ), para determinar la potencia aparente total:

**Total potencia aparente total ( $S_T$ )**

$$S_T = \sqrt{P_T^2 + Q_T^2}$$

$$S_T = \sqrt{(31,699 \text{ kW})^2 + (23,774 \text{ kVAR})^2}$$

$$S_T = 39,62 \text{ kVA}$$

**Tabla 13:**

*Resumen de la potencia instalada en el servicio*

<b>Tipo</b>	<b>Potencia instalada</b>
<b>Potencia activa</b>	31,7 kW
<b>Potencia reactiva</b>	23,7 kVAR
<b>Potencia aparente</b>	39,6 kVA

*Nota.* La tabla mostrada indica el cálculo de la potencia activa, reactiva y aparente instalada en el servicio, Elaboración propia.

## **Comportamiento de la demanda energética durante el año de 2021**

Se debe dimensionar con base a la potencia activa necesaria para el funcionamiento de la instalación, por lo cual se realiza un estimado diario del consumo energético multiplicando la potencia calculada por las horas de uso al día.

El consumo total de las instalaciones se compone por una amplia gama de interacciones entre los equipos y la generación diaria, para determinar un valor medio de consumo de manera mensual se debe analizar cada una de dichas interacciones, conociendo que existe un consumo por parte de la instalación y uno de operación del sistema que dependerá de la energía generada.

### **Demanda energética de la instalación**

A partir de la **Tabla 12**, se determina el consumo diario de la instalación, considerando la potencia de cada uno de los equipos, lámparas y el tiempo de uso en horas de los mismos, sabiendo que existen equipos de uso poco frecuente se ha determinado un análisis semanal, con el objetivo de determinar los valores más precisos posibles, para lo cual se ha establecido la energía en kW-h consumida de manera semanal y diaria por cada uno de los equipos y luminarias descritas que se puede apreciar en la **Tabla 14**.

Además de ello se ha determinado valores de energía consumida durante el periodo de iluminación solar (Consumo diurno) y la energía consumida de la instalación durante dos horas de operación en el periodo de ausencia de radiación solar (Consumo nocturno 2 h), las 2 horas surgen del análisis de autonomía realizado en el apartado **Autonomía del sistema**, en donde se determina el tiempo de autonomía necesaria para cubrir las interrupciones del SNI, durante la etapa nocturna.

**Tabla 14:***Consumo diario de la instalación*

Área	Descripción	Cantidad	Potencia (kW)	Horas semanales	Energía semanal (kW-h)	Energía diaria (kW-h)	Consumo diurno	Consumo nocturno 2 h
Taller mecánico	Iluminación 220	2	0,422	84	35,482	5,069	0,000	0
	Esmeril	1	0,610	2	1,219	0,174	0,000	0
	Soldadora industrial	1	12,471	2	24,942	3,563	0,000	0
Sala de reuniones	Iluminación 220	1	0,211	84	17,741	2,534	0,000	0
	Iluminación 110	6	0,079	84	6,653	0,950	0,000	0
	TV rivera 32 in	1	0,110	28	3,080	0,440	0,000	0
Caseta de guardia	Iluminación 110	1	0,007	84	0,554	0,079	0,000	0
	Radio transmisor	1	0,968	168	162,624	23,232	23,232	1,936
	Regulador de fuente de alimentación	1	0,352	28	9,856	1,408	1,408	0,704
	Modem	1	0,013	168	2,218	0,317	0,317	0,0264
Cocina	Iluminación 220	1	0,211	84	17,741	2,534	0,000	0
	Iluminación 110	3	0,020	84	1,663	0,238	0,000	0
	Nevera	1	0,242	168	40,656	5,808	0,000	0
	Control de asistencia biométrico	1	0,176	168	29,568	4,224	0,000	0
	Timbre	1	0,018	168	2,957	0,422	0,000	0

Área	Descripción	Cantidad	Potencia (kW)	Horas semanales	Energía semanal (kW-h)	Energía diaria (kW-h)	Consumo diurno	Consumo nocturno 2 h
<b>Dormitorio</b>	<b>Iluminación 110</b>	3	0,020	84	1,663	0,238	0,000	0
	<b>Ducha eléctrica</b>	1	3,080	2	6,160	0,880	0,000	0
<b>Bodegas</b>	<b>Iluminación 110</b>	2	0,013	84	1,109	0,158	0,000	0,0264
<b>Oficina</b>	<b>Iluminación 110</b>	2	0,026	84	2,218	0,317	0,000	0,0528
	<b>Computador</b>	1	0,035	168	5,914	0,845	0,845	0,0704
	<b>Monitor</b>	1	0,044	168	7,392	1,056	1,056	0,088
	<b>Impresora</b>	1	0,044	42	1,848	0,264	0,000	0
	<b>Radio transmisor</b>	1	0,968	168	162,624	23,232	23,232	1,936
	<b>Cargador automático</b>	1	0,144	28	4,032	0,576	0,576	0,288
<b>Depósito de aceite</b>	<b>Iluminación 220</b>	1	0,106	84	8,870	1,267	0,000	0
<b>Servicios auxiliares</b>	<b>Iluminación 110</b>	1	0,007	84	0,554	0,079	0,000	0,0132
<b>Banco de baterías</b>	<b>Iluminación 110</b>	1	0,007	84	0,554	0,079	0,000	0
	<b>Cargador de baterías</b>	1	4,800	31,5	151,200	21,600	21,600	9,6
<b>Casa de máquinas</b>	<b>Iluminación 220</b>	12	2,429	84	204,019	29,146	0,000	4,8576
	<b>Compresor</b>	1	3,048	5	15,242	2,177	0,000	0
<b>Sala de control</b>	<b>Iluminación 220</b>	5	1,012	84	85,008	12,144	0,000	2,024
	<b>Iluminación 110</b>	1	0,007	84	0,554	0,079	0,000	0,0132
<b>TOTAL</b>		<b>59</b>	<b>31,699</b>	<b>2772,5</b>	<b>1015,915</b>	<b>145,131</b>	<b>72,266</b>	<b>21,636</b>

Nota. En la tabla se muestra los valores del consumo diurno y nocturno (2 h) de la instalación, Elaboración propia.

En la **Tabla 14** se determina el total de consumo diurno y nocturno de la instalación que son 72,266 kW-h y 21,636 kW-h respectivamente, por lo tanto, para conocer el valor de la energía consumida de manera diaria por la instalación es necesario realizar la sumatoria de dichos valores tal como se muestra en la **Tabla 15**.

**Tabla 15:**

*Resumen consumo diario de la instalación*

	<b>Diurno</b>	<b>Nocturno (2 h)</b>	<b>Total</b>
<b>kW-h consumidos</b>	72,266	21,636	93,902

*Nota.* Elaborado a partir de la **Tabla 14**, Elaboración propia.

### **Demanda energética por operación**

Partiendo de la producción neta mensual y de las lecturas de los medidores de la central, se lleva el control del consumo diario los cuales son descritos en la bitácora diaria de generación, por lo cual se puede determinar que en función de la generación mensual se consume una media del 0,04% en los servicios auxiliares mientras que en promedio de manera mensual se emplea el 0,16% de la energía genera en sistemas de control y monitoreo.

En la **Tabla 16** se muestran los valores de producción bruta de energía de manera mensual extraídos de la **Figura 3**, siendo una generación anual de 9404830 kW, mientras que el consumo anual de la operación es de 16328,71 kW-h (0,17% de la producción bruta). Por otro lado el consumo diario de la operación se logra determinar al dividir el consumo de operación de manera mensual para los días de cada mes y se considera que el consumo de la instalación es constante a partir de los datos de la **Tabla 15**, por último al sumar el consumo diario por operación con el consumo de la instalación se determina el consumo diario de cada mes siendo el mes de abril el que representan el mayor valor de energía diaria consumida (145,074 kW-h/día) y la energía mensual al multiplicar la energía diaria por la cantidad de días al mes.

**Tabla 16:***Demanda energética total, diaria y mensual*

	<b>Producción bruta mensual (kW)</b>	<b>Días del mes</b>	<b>Servicios Auxiliares (%)</b>	<b>Sistemas de control (%)</b>	<b>Operación mensual (kW)</b>	<b>Operación diaria (kW)</b>	<b>Instalación diaria (kW)</b>	<b>Total diario (kW)</b>	<b>Total mensual (kW)</b>
<b>Enero</b>	631320	31	0,06%	0,15%	1300,52	41,952	93,9016	135,854	4211,469
<b>Febrero</b>	744310	28	0,05%	0,12%	1228,11	43,861	93,9016	137,763	3857,356
<b>Marzo</b>	824180	31	0,04%	0,13%	1417,59	45,729	93,9016	139,630	4328,539
<b>Abril</b>	862450	30	0,04%	0,14%	1535,16	51,172	93,9016	145,074	4352,209
<b>Mayo</b>	527660	31	0,06%	0,12%	944,51	30,468	93,9016	124,370	3855,461
<b>Junio</b>	899230	30	0,03%	0,14%	1519,70	50,657	93,9016	144,558	4336,747
<b>Julio</b>	988080	31	0,03%	0,11%	1363,55	43,985	93,9016	137,887	4274,500
<b>Agosto</b>	670760	31	0,04%	0,17%	1422,01	45,871	93,9016	139,773	4332,961
<b>Septiembre</b>	879980	30	0,03%	0,13%	1407,97	46,932	93,9016	140,834	4225,016
<b>Octubre</b>	891900	31	0,03%	0,11%	1257,58	40,567	93,9016	134,469	4168,529
<b>Noviembre</b>	758120	30	0,04%	0,16%	1478,33	49,278	93,9016	143,179	4295,382
<b>Diciembre</b>	726840	31	0,04%	0,16%	1453,68	46,893	93,9016	140,795	4364,630
<b>Total</b>	9404830	365	PROM=0,04%	PROM=0,14%	16328,71	537,37	1126,82	1664,18	50602,798

*Nota.* Se muestra el valor del consumo mensual y diario correspondiente a la energía empleada por operación del sistema y consumo propio de la instalación, adaptado de (ELEPCO S.A., 2021) Elaboración propia.



## *Selección de una fuente alternativa de energía renovable*

### **Descripción de las principales fuentes renovables**

En Ecuador, las principales fuentes de energía renovable son: la hidroeléctrica, la eólica y la solar. La hidroeléctrica (**Tabla 19**) es la fuente más utilizada, ya que el país cuenta con numerosos ríos y cascadas que se pueden utilizar para generar electricidad. La eólica (**Tabla 18**) y la solar (**Tabla 17**) también están siendo desarrolladas en algunas zonas del país. Además, se está investigando el uso de la biomasa (**Tabla 20**) y la geotérmica (**Tabla 21**) como fuentes de energía renovable (Angos, 2021) (Suárez, Álvarez, Zambrano, & Cedeño, 2022).

Con el objetivo de determinar las principales características de cada una de las alternativas de generación se procede a realizar una recopilación de la información más importante referente a los siguientes aspectos:

**Forma de generación:** se describe la forma en la que se emplea los recursos naturales renovables para generar energía eléctrica según (González, Pérez, Santos, & Gil, 2009).

**Rendimiento:** se describe las características principales respecto al rendimiento de los sistemas, entre ellas se determina: la vida útil, eficiencia y forma de energía generada ya sea AC (Corriente alterna) o DC (Corriente directa) (Macías, 2018).

**Tipos:** se establece los principales medios de generación mediante la alternativa analizada, considerando las diferentes formas de generación de la misma (Macías, 2018).

**Costo de generación:** se determina mediante el LCOE (Costo medio de generación de energía) siendo este un indicador económico que mide el costo promedio de generar una unidad de energía, a través de una determinada tecnología. Se calcula dividiendo el costo total de inversión en un proyecto de generación de energía entre la cantidad total de energía generada durante la vida útil del proyecto. Se utiliza comúnmente para comparar diferentes tecnologías

de generación de energía y para evaluar la viabilidad económica de proyectos de generación de energía, empleando por lo general una tasa de descuento entre el 7 y 10%, por lo cual se ha considerado los indicadores para cada alternativa en el año de 2020, con una tasa de descuento del 9,5% (Angos, 2021) y (CONELEC, 2011).

**Componentes:** se describe de manera breve los principales componentes y sistemas necesarios para el funcionamiento de determinada alternativa de generación.

**Condiciones de la planta de generación:** se describe el costo de implementación y el espacio necesario para instalar una planta de generación con una potencia determinada, para lo cual se han tomado proyectos reales implementados de carácter nacional (Macías, 2018):

- **Potencia instalada:** la potencia instalada de una planta de generación se refiere a la cantidad máxima de energía eléctrica que la planta puede generar en condiciones ideales de operación. Se mide en unidades de vatios (W) o megavatios (MW).
- **Costo total:** es el costo total por lo general dólares (\$), de la implementación de la planta de generación considerando: estudio de viabilidad, equipamiento, obra civil, conexión a la red, permisos, mantenimientos y sueldos, según su capacidad.
- **Relación \$/MW instalado:** relación de dólares (\$) por cada MW instalado.
- **Espacio utilizado:** el espacio empleado en metros cuadrados ( $m^2$ ) para la ubicación de la planta de generación en función de la potencia instalada.
- **Relación  $m^2$ /MW instalado:** relación de  $m^2$  por cada MW instalado.

**Ventajas y Desventajas:** Se describe las principales ventajas y desventajas de implementar determinada alternativa renovable, comparándola con fuentes tradicionales de generación y las demás alternativas consideradas.

## *Energía Fotovoltaica*

**Tabla 17:**

*Características de la energía fotovoltaica*

<b>Sistema fotovoltaico</b>	
<b>Forma de generación</b>	Su funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico, mediante paneles solares compuestos por materiales semiconductores liberan los electrones débilmente ligados a su núcleo al incidir sobre ellos haces de luz. Puede ser utilizada de forma inmediata en el lugar donde se encuentra el sistema, o puede ser almacenada en baterías para su uso posterior.
<b>Rendimiento</b>	<p><b>Vida útil:</b> De 20 a 25 años</p> <p><b>Eficiencia del sistema:</b> Entre el 10% y 24%</p> <p><b>Forma de corriente generada:</b> Corriente directa (CD)</p>
<b>Tipos</b>	<p><b>Sistemas interconectados:</b> La energía generada puede ser utilizada para abastecer al consumidor conectado a la red o suplido a la red.</p> <p><b>Sistemas autónomos:</b> Son utilizadas en situaciones donde la red de distribución eléctrica está alejada del lugar de consumo.</p>
<b>Costo de generación</b>	<b>LCOE al 9,5% de tasa de descuento:</b> 33,35 ¢/kW-h
<b>Componentes</b>	Paneles fotovoltaicos, estructuras de soporte, inversor, baterías, controlador de carga, sistema de monitoreo y almacenamiento, cables y conductores, protección contra rayos y sobretensiones.
<b>Condiciones de la planta de generación</b>	<p><b>Potencia instalada:</b> 50 MW</p> <p><b>Costo total (\$):</b> \$49'000.000</p> <p><b>Relación \$/MW instalado:</b> 980.000 \$/MW instalado</p> <p><b>Espacio utilizado:</b> 56.000 m<sup>2</sup></p> <p><b>Relación m<sup>2</sup>/MW instalado:</b> 1.120 m<sup>2</sup>/MW instalado</p>
<b>Ventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo costo de operación y mantenimiento.</li> <li>- Ubicación geográfica con alta radiación solar.</li> <li>- Es escalable, pudiéndose aplicar en pequeña y gran escala.</li> <li>- No requiere de una conexión a la red eléctrica.</li> </ul>
<b>Desventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inversión inicial elevada.</li> <li>- Eficiencia de aprovechamiento solar bajo.</li> <li>- Equipo sensible a sufrir daños y obstrucciones.</li> <li>- Requieren de un sistema de almacenamiento para brindar autonomía.</li> </ul>

*Nota.* La tabla mostrada presenta las principales características de los sistemas fotovoltaicos, Elaboración propia.

## *Energía Eólica*

**Tabla 18:**

*Características de la energía eólica*

<b>Sistema eólico</b>	
<b>Forma de generación</b>	El funcionamiento de un sistema eólico se basa en la captura de la energía cinética del viento mediante un molino eólico compuesto por un rotor con varias palas, el mismo que se encuentra conectado a un generador eléctrico, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Que se distribuye mediante un sistema de control.
<b>Rendimiento</b>	<p><b>Vida útil:</b> De 20 a 25 años</p> <p><b>Eficiencia del sistema:</b> Entre el 30% y el 50%.</p> <p><b>Forma de corriente generada:</b> Corriente alterna (AC)</p>
<b>Tipos</b>	<p><b>Sistemas de torre fija:</b> Adecuados para vientos constantes y moderados, ya que la dirección de las palas acopladas al rotor no puede ser ajustada y la torre permanece fija.</p> <p><b>Sistemas de torre giratoria:</b> Se emplea cuando el viento es irregular y cambiante, la torre puede girar para seguir la dirección del viento.</p>
<b>Costo de generación</b>	<b>LCOE al 9,5% de tasa de descuento:</b> 71,31 ¢/kW-h
<b>Componentes</b>	Turbina eólica, generador eléctrico, sistemas de control, anclaje, seguimiento, transmisión, seguridad y mantenimiento.
<b>Condiciones de la planta de generación</b>	<p><b>Potencia instalada:</b> 23,3 MW</p> <p><b>Costo total (\$):</b> \$28'000.000</p> <p><b>Relación \$/MW instalado:</b> 1'201.717 \$/MW instalado</p> <p><b>Espacio utilizado:</b> 166.000 m<sup>2</sup></p> <p><b>Relación m<sup>2</sup>/MW instalado:</b> 7.124,46 m<sup>2</sup>/MW instalado</p>
<b>Ventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Versatilidad de instalación.</li> <li>- Alta eficiencia de generación.</li> </ul>
<b>Desventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gran dependencia del clima.</li> <li>- Impacto visual y sonoro elevados.</li> <li>- Perturbación de la fauna local.</li> <li>- Costo de instalación y transporte de equipamiento elevado.</li> </ul>

*Nota.* La tabla mostrada presenta las principales características de los sistemas eólicos, Elaboración propia.

## *Energía Hidroeléctrica*

**Tabla 19:**

*Características de la energía hidroeléctrica*

<b>Sistema hidroeléctrico</b>	
<b>Forma de generación</b>	Se basa en el aprovechamiento de la energía cinética del agua, mediante la construcción de represas para la captación de agua de una fuente natural y encausarla hacia una turbina, que empleará dicha energía cinética para mover las palas de la turbina que a su vez mueve un generador eléctrico que transforma la energía mecánica del movimiento en energía eléctrica, para luego ser transmitida a través de una línea de transmisión.
<b>Rendimiento</b>	<p><b>Vida útil:</b> De 50 años</p> <p><b>Eficiencia del sistema:</b> Entre el 90% y el 96%.</p> <p><b>Forma de corriente generada:</b> Corriente alterna (AC)</p>
<b>Tipos</b>	<p><b>Sistemas de agua fluyente:</b> No se usa embalse, ya que se utiliza la utilización de las corrientes naturales de un río para generar electricidad.</p> <p><b>Sistemas de embalse:</b> Consiste en la construcción de una represa o embalse para acumular el agua y encausarla hacia las turbinas.</p> <p><b>Sistemas reversibles:</b> se emplea el bombeo de agua para enviar agua desde un embalse de menor altitud a uno de mayor altitud para generar electricidad en momentos de alta demanda.</p>
<b>Costo de generación</b>	<b>LCOE al 9,5% de tasa de descuento:</b> 7,93 ¢/kW-h
<b>Componentes</b>	Embalse, compuertas, canales, turbina, generador eléctrico, regulador de velocidad, sistemas de control, transmisión, protección y monitoreo.
<b>Condiciones de la planta de generación</b>	<p><b>Potencia instalada:</b> 487 MW</p> <p><b>Costo total (\$):</b> \$755'000.000</p> <p><b>Relación \$/MW instalado:</b> 1'550.308 \$/MW instalado</p> <p><b>Espacio utilizado:</b> 1'000.000 m<sup>2</sup></p> <p><b>Relación m<sup>2</sup>/MW instalado:</b> 2.053,39 m<sup>2</sup>/MW instalado</p>
<b>Ventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología madura y desarrollada.</li> <li>- Costo de producción bajo y eficiencia elevada.</li> <li>- Es más confiable que cualquier otro medio de generación alternativa.</li> </ul>
<b>Desventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Perturba el flujo de agua y fauna de los ríos naturales.</li> <li>- Se requiere una gran inversión inicial.</li> <li>- Es afectada drásticamente por el clima.</li> </ul>

*Nota.* La tabla mostrada presenta las principales características de los sistemas hidroeléctricos, Elaboración propia.

## *Energía por Biomasa*

**Tabla 20:**

*Características de la energía por biomasa*

<b>Sistema de generación por biomasa</b>	
<b>Forma de generación</b>	La generación de energía a partir de biomasa consiste en el proceso de quemar material orgánico. Para producir vapor, que a su vez se utiliza para generar electricidad en una central eléctrica. La energía generada a partir de biomasa es considerada como una fuente de energía renovable y sostenible debido a que el material orgánico utilizado se puede regenerar a través de procesos naturales.
<b>Rendimiento</b>	<p><b>Vida útil:</b> De 20 a 25 años</p> <p><b>Eficiencia del sistema:</b> Entre el 25% y el 40%.</p> <p><b>Forma de corriente generada:</b> Corriente alterna (AC)</p>
<b>Tipos</b>	<p><b>Sistema térmico directo:</b> El material orgánico se quema directamente en una caldera para generar vapor.</p> <p><b>Sistema con cogeneración:</b> Se genera electricidad y calor.</p> <p><b>Sistema con biogás:</b> A partir de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos se utiliza una turbina para generar energía.</p>
<b>Costo de generación</b>	<b>LCOE al 9,5% de tasa de descuento:</b> 15 ¢/kW-h
<b>Componentes</b>	Caldera, generador eléctrico, sistemas de control, automatización, alimentación, sistema de almacenamiento de material orgánico, sistema de limpieza de gases.
<b>Condiciones de la planta de generación</b>	<p><b>Potencia instalada:</b> 20 MW</p> <p><b>Costo total (\$):</b> \$48'000.000</p> <p><b>Relación \$/MW instalado:</b> 2'400.000 \$/MW instalado</p> <p><b>Espacio utilizado:</b> 10.000 m<sup>2</sup></p> <p><b>Relación m<sup>2</sup>/MW instalado:</b> 500 m<sup>2</sup>/MW instalado</p>
<b>Ventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se pueden utilizar varios materiales orgánicos para su combustión.</li> <li>- La compra de material orgánico genera fuente de empleo.</li> </ul>
<b>Desventajas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La inversión inicial es elevada.</li> <li>- Una producción significativa de energía requiere una mayor cantidad de material orgánico.</li> <li>- Genera emisiones de gases de efecto invernadero.</li> <li>- Se requiere grandes cantidades de agua para el proceso de generación.</li> </ul>

*Nota.* La tabla mostrada presenta las principales características de los sistemas de generación por biomasa, Elaboración propia.

## *Energía Geotérmica*

**Tabla 21:**

*Características de la energía geotérmica*

<b>Sistema geotérmico</b>	
<b>Forma de generación</b>	Se basa en la utilización de la energía térmica del interior de la Tierra para generar electricidad. El proceso consiste en extraer agua o vapor a altas temperaturas desde un pozo geotérmico, mediante un sistema de bombeo. Este vapor o agua caliente se utiliza para mover una turbina, la cual está conectada a un generador eléctrico, permitiendo así generar electricidad. Luego se enfría y se devuelve al pozo mediante recirculación.
<b>Rendimiento</b>	<b>Vida útil:</b> De 20 a 30 años. <b>Eficiencia del sistema:</b> Entre el 30% y el 40%. <b>Forma de corriente generada:</b> Corriente alterna (AC)
<b>Tipos</b>	<b>Sistema de pozo geotérmico:</b> En este tipo de sistema, se perforan pozos hasta una profundidad donde se encuentran aguas o vapor a altas temperaturas empleada para mover una turbina. <b>Sistema directo:</b> Estos sistemas utilizan el calor del suelo para calentar agua y generar vapor, el cual es utilizado para mover una turbina. <b>Sistemas según entalpía:</b> Dependiendo de las aguas geotérmicas empleadas ya sean de menor o mayor entalpía (energía térmica), se adecua el sistema para que puedan mover una turbina.
<b>Costo de generación</b>	<b>LCOE al 9,5% de tasa de descuento:</b> 37,12 ¢/kW-h
<b>Componentes</b>	Pozos, bomba de calor, turbina, separador, inversor, sistemas de control, monitoreo, transmisión, distribución de calor y de refrigeración.
<b>Condiciones de la planta de generación</b>	<b>Potencia instalada:</b> 25 MW <b>Costo total (\$):</b> \$47'500.000 <b>Relación \$/MW instalado:</b> 1'900.000 \$/MW instalado <b>Espacio utilizado:</b> 40.000 m <sup>2</sup> <b>Relación m<sup>2</sup>/MW instalado:</b> 1.600 m <sup>2</sup> /MW instalado
<b>Ventajas</b>	- Es una fuente constante y predecible. - Bajas costos de mantención y operación.
<b>Desventajas</b>	- Inversión inicial costosa. - Requiere de un espacio amplio para su instalación. - Requiere de varios estudios sobre la actividad geotérmica del sector.

*Nota.* La tabla mostrada presenta las principales características de los sistemas geotérmicos, Elaboración propia.

## **Evaluación mediante matriz de ponderación de Holmes**

Con el propósito de seleccionar la energía alternativa más adecuada para suplir la demanda energética de las instalaciones eléctricas de la central El Estado en la provincia de Cotopaxi, se evaluará mediante el método de criterios ponderados de Holmes, el cual cuenta con varios pasos para su elaboración, siendo estos los siguientes (Macías, 2018):

### ***1) Definir el objetivo de la matriz***

La matriz a realizarse tiene como objetivo determinar cuál es la fuente alternativa de energía renovable que mejor se ajuste a las características de generación eléctrica necesarias para alimentar la carga instalada en la central hidroeléctrica El Estado, para brindar continuidad en el servicio eléctrico. Con base a este objetivo se seleccionarán las alternativas y criterios de evaluación.

### ***2) Determinar las alternativas a evaluar***

Las alternativas a considerarse para diseñar el sistema de respaldo energético según la capacidad de generación y características de la localidad son las siguientes:

- Energía Solar.
- Energía Hidroeléctrica.
- Energía Eólica.
- Energía Geotérmica.
- Energía por Biomasa.

Las mismas que podrán ser aplicadas, sin disminuir la calidad del servicio brindado y asegurando su fiabilidad en dependencia de los recursos disponibles de la situación geográfica donde se instalarían.



### **3) Establecer los criterios de evaluación**

Además de las alternativas se debe considerar los criterios de evaluación, los mismos que deberán determinar la viabilidad de cada alternativa y evaluar que se ajusten a las necesidades de generación, considerando esos aspectos se han determinado los siguientes criterios (Macías, 2018):

- **Ciencia y tecnología:** se refiere a la tecnología necesaria para llevar a cabo el proyecto de implementación, incluyendo: pruebas, equipos y estudios.
- **Situación geográfica:** hace referencia al espacio físico que se empleara para el sistema de generación, considerando: superficie necesaria y disponibilidad de recursos.
- **Costo implementación:** se refiere a todos los costos necesarios para aprovechar la fuente alternativa de energía, teniendo en cuenta los costos de: pruebas, materiales, componentes, instalaciones, etc.
- **Aspectos propios del sector:** se consideran varios aspectos relacionados con el sector o localidad donde se realiza el estudio y se consideran: aspectos legales, impacto ambiental, impacto urbanístico, entre otros.

### **4) Determinar una escala de calificación**

El siguiente paso sería determinar una escala de calificación en función de la importancia e impacto que se debe considerar para cada evaluación, la escala y los valores de evaluación se asignan según conveniencia, considerando que por lo menos debe existir una ponderación para evaluar una alternativa mejor, una alternativa peor y una alternativa igual que otra. Bajo estas características se empleará un modelo de evaluación binario es decir entre 0 y 1, así como un valor de 0,5 para cuando la importancia sea igual:

- **Más importante (1):** se emplea para indicar que una alternativa es mejor o más importante que otra.
- **Igual de importante (0,5):** se utiliza para establecer que existe una igualdad de importancia entre dos alternativas.
- **Menos importante (0):** se emplea para indicar que una alternativa es peor o menos importante que otra.

5) *Establecer la ponderación de cada criterio a evaluar*

Una vez determinada las alternativas, los criterios y escala de calificación, se procede a determinar la ponderación inicial de los criterios a evaluar, con el objetivo de determinar aquellos aspectos que resultan ser más influyentes al momento de determinar la mejor alternativa de generación.

**Tabla 22:**

*Ponderación inicial de criterios a evaluar*

Criterios	Ciencia y tecnología	Situación geográfica	Costo implementación	Aspectos propios del sector	Resultados	
					Evaluación	Ponderación
Ciencia y tecnología		0	0,5	0	0,5	0,08
Situación geográfica	1		0	1	2	0,33
Costo implementación	0,5	1		1	2,5	0,42
Aspectos propios del sector	1	0	0		1	0,17
<b>Total</b>					<b>6</b>	<b>1</b>

*Nota.* En la matriz no se evalúa los criterios iguales ya que no es de utilidad, Elaboración propia.

Se puede observar en la **Tabla 22**, que la evaluación inicial se realiza al comparar dos aspectos y asignarles un valor de evaluación según la escala establecida, por ejemplo: al comparar la Ciencia y tecnología con la Situación geográfica se considera que la Ciencia y tecnología es menos importante que la contraparte analizada, por lo cual se le asigna la calificación de 0, mientras que a la Situación geográfica al considerarse más importante se le asigna una calificación de 1. Por otro lado al comparar la Ciencia y tecnología con los Costos de implementación, se considera que ambos aspectos o criterios son igual de importantes y a cada uno de ellos se les asigna el valor de 0,5. Dicha evaluación se realiza para cada criterio y considerando las opiniones de un representante de los operadores, y un representante de la dirección de generación de la empresa ELEPCO S.A.

Tras finalizar la calificación de todos los aspectos, se realiza una sumatoria de las calificaciones de manera individual para cada criterio, obteniendo así los resultados de las evaluaciones para cada uno de los aspectos y al sumar las mismas se obtiene el total de las evaluaciones, siendo este valor equivalente a 6. Para determinar la ponderación de cada criterio se calcula la relación entre cada evaluación y el valor total, es decir se emplea la siguiente ecuación:

$$Ponderación = \frac{Evaluación\ individual}{Evaluación\ total} \quad (15)$$

Por ejemplo en la **Tabla 22**, la ponderación de la Ciencia y tecnología frente a los demás criterios empleando la ecuación ( 15 ), sería:

$$Ponderación_{Tecnología\ y\ ciencia} = \frac{0,5}{6} = 0,08$$

Al realizarse todo correctamente y sumar todas las ponderaciones individuales realizadas a cada factor se obtiene la unidad (1).

Por lo tanto, se determinó que según la ponderación de los criterios evaluados en la **Tabla 22**, el criterio más importante a considerar es el costo de implementación con una ponderación de 0,42, seguido por la situación geográfica con 0,33, los aspectos propios del sector con 0,17 y la ciencia y tecnología para la implementación en último lugar con el 0,08.

**6) Evaluar cada alternativa según los criterios establecidos**

Como siguiente paso en la selección se debe aplicar el mismo método empleado en la **Tabla 22**, y explicado en el paso anterior para cada alternativa y cada criterio obteniendo los siguientes resultados:

- **Ciencia y tecnología**

**Tabla 23:**

*Evaluación de alternativas por ciencia y tecnología*

Criterio: Ciencia y tecnología	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
<b>Solar</b>		0,5	1	0,5	1	3,0	0,30
<b>Eólica</b>	0,5		1	0	1	2,5	0,25
<b>Geotérmica</b>	0	0		0	0,5	0,5	0,05
<b>Hidroeléctrica</b>	0,5	1	1		1	3,5	0,35
<b>Biomasa</b>	0	0	0,5	0		0,5	0,05
<b>Total</b>						<b>10</b>	<b>1,00</b>

*Nota.* La calificación, evaluación y ponderación se elaboran con base a la metodología de ponderación de Holmes, Elaboración propia.

En la **Tabla 23**, se puede observar que la alternativa con la mayor ponderación bajo el criterio de Ciencia y tecnología es la energía hidráulica con 0,35 seguida por la energía solar

con 0,30. La evaluación se realizó al comparar cada alternativa bajo el criterio de Ciencia y tecnología, de la siguiente manera; entre la energía solar y la energía eólica se establece que existe igualdad de condiciones al evaluar la Ciencia y tecnología necesaria para su implementación asignándoles a ambos el valor de 0,5 ya que el país cuenta con la tecnología necesaria para aprovechar dichos recursos.

- **Situación geográfica**

**Tabla 24:**

*Evaluación de alternativas por Situación geográfica*

Criterio: Situación geográfica	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
<b>Solar</b>	1	1	0,5	1	3,5	0,35	
<b>Eólica</b>	0	1	0	0	0,0	0,00	
<b>Geotérmica</b>	0	1	0,5	0	1,5	0,15	
<b>Hidroeléctrica</b>	0,5	1	1	0,5	3,5	0,35	
<b>Biomasa</b>	0	1	0,5	0	1,5	0,15	
<b>Total</b>						<b>10</b>	<b>1,00</b>

*Nota.* La calificación, evaluación y ponderación se elaboran con base a la metodología de ponderación de Holmes, Elaboración propia.

En la **Tabla 24**, se observa que según la Situación geográfica donde se tiene pensado llevar a cabo el proyecto las alternativas con mayor ponderación son la energía solar y la energía hidráulica ambas con un valor de 0,35.

Para llegar a esta ponderación se evaluó cada alternativa de la siguiente manera: al comparar la energía solar con la eólica se puede apreciar que en la ubicación geográfica

favorece a la implementación de un sistema fotovoltaico al igual que el espacio requerido para su implementación es por eso que el sistema de generación solar es más importante en este criterio obteniendo una calificación de 1 y la energía eólica de 0.

- **Costo de implementación (menor)**

**Tabla 25:**

*Evaluación de alternativas por costo de implementación*

Criterio: Costo de implementación (menor)	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
<b>Solar</b>	1	0	0	0	0	4,0	0,40
<b>Eólica</b>	0	1	0,5	0	1	2,5	0,25
<b>Geotérmica</b>	0	0	1	0	1	1,0	0,10
<b>Hidroeléctrica</b>	0	0,5	0	1	0	2,5	0,25
<b>Biomasa</b>	0	0	0	0	1	0,0	0,00
<b>Total</b>						<b>10</b>	<b>1,00</b>

*Nota.* La calificación, evaluación y ponderación se elaboran con base a la metodología de ponderación de Holmes, Elaboración propia.

En la **Tabla 25**, se observa que entre las alternativas evaluadas la energía solar es la más económica con una ponderación equivalente de 0,40, la cual resulta ser más sencilla de evaluar, el equipamiento necesario es más económico, y los recursos empleados para su generación se encuentra en abundancia en el sector analizado, mientras que con una ponderación de 0,25 se encuentra la energía hidráulica al considerar que se reutilizarían en gran medida las instalaciones ya disponibles en la central.

Para evaluar bajo este criterio se consideró el costo que representaría el implementar cada una de las alternativas propuestas, de la siguiente manera: el costo de implementación de un sistema fotovoltaico es más económico frente a un sistema eólico ya que este último representa una mayor complejidad en el transporte de sus componentes y la adecuación de la infraestructura de un parque eólico, por ello se le otorga a la energía solar una calificación de 1 y a la contraparte analizada un valor de 0.

- **Aspectos del sector**

**Tabla 26:**

*Evaluación de alternativas por aspectos del sector*

Criterio: Aspectos del sector	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroeléctrica	Biomasa	Resultados	
						Evaluación	Ponderación
<b>Solar</b>	1	0	0,5	0	0,5	3,5	0,35
<b>Eólica</b>	0	1	0,5	0	1	1,5	0,15
<b>Geotérmica</b>	0	0,5	1	0	0,5	1,0	0,10
<b>Hidroeléctrica</b>	0,5	1	1	1	0	3,5	0,35
<b>Biomasa</b>	0	0	0,5	0	1	0,5	0,05
<b>Total</b>						<b>10</b>	<b>1,00</b>

*Nota.* La calificación, evaluación y ponderación se elaboran con base a la metodología de ponderación de Holmes, Elaboración propia.

La mayor ponderación bajo Aspectos propios del sector resulta ser para la alternativa de energía solar y energía hidráulica como se puede apreciar en la **Tabla 26**, manteniéndose ambas con una ponderación de 0,35 ya que se adecuan a las políticas legales y ambientales así como a las necesidades del sector.

La evaluación de cada alternativa bajo el criterio mencionado se realizó de la siguiente manera: al comparar la energía solar con la eólica se puede observar que existe una mayor apertura hacia la instalación de paneles solares, minimizando el impacto ambiental y sin alterar en gran medida el paisaje de la zona, otorgándole una calificación de 1, mientras que la energía eólica resultará en un mayor impacto visual y ecológico ya que se requiere de un espacio físico mayor, además de alterar la estabilidad del suelo, proporcionándole la calificación de 0.

### 7) *Elaborar la matriz de resultados*

Una vez evaluadas las alternativas para cada uno de los criterios se procede a elaborar una matriz resumen de las ponderaciones por alternativa y la ponderación inicial por cada criterio, la misma que se puede observar en la **Tabla 27**.

**Tabla 27:**

*Resultados de alternativas por criterio*

<b>Alternativas</b> \ <b>Criterios</b>	<b>Ciencia y tecnología</b>	<b>Situación geográfica</b>	<b>Costo implementación</b>	<b>Aspectos propios del sector</b>
<b>Ponderación inicial de criterios</b>	<b>0,08</b>	<b>0,33</b>	<b>0,42</b>	<b>0,17</b>
<b>Solar</b>	0,30	0,35	0,40	0,35
<b>Eólica</b>	0,25	0,00	0,25	0,15
<b>Geotérmica</b>	0,05	0,15	0,10	0,10
<b>Hidroeléctrica</b>	0,35	0,35	0,25	0,35
<b>Biomasa</b>	0,05	0,15	0,00	0,05

*Nota.* La tabla mostrada se elaboró mediante la información presentada en las Tablas (17, 18, 19, 20 y 21), Elaboración propia.



Para obtener los resultados finales a partir de la **Tabla 27**, se procede a multiplicar la ponderación de cada alternativa con la ponderación inicial de cada uno de los criterios obteniendo una valoración equivalente a la importancia de cada criterio. Por ejemplo la ponderación de la alternativa solar (0,30) frente al criterio de ciencia y tecnología (0,08) sería 0,024 que resulta de la multiplicación de estos dos valores:

$$0,33 * 0,08 = 0,024$$

El mismo proceso se realiza para cada uno de los valores de la **Tabla 27**, para obtener los resultados expuestos en la **Tabla 28**, que al sumar los valores de cada fila se obtiene la ponderación final para cada alternativa y al sumar los valores de cada columna se obtiene la ponderación final por criterio, y la suma individual de estos resultados debe dar un valor de 1.

**Tabla 28:**

*Ponderación final de alternativas*

<b>Criterios</b> <b>Alternativas</b>	<b>Ciencia y tecnología</b>	<b>Situación geográfica</b>	<b>Costo implementación</b>	<b>Aspectos propios del sector</b>	<b>Ponderación final</b>
<b>Solar</b>	0,03	0,12	0,17	0,06	<b>0,37</b>
<b>Eólica</b>	0,02	0,00	0,10	0,03	<b>0,15</b>
<b>Geotérmica</b>	0,00	0,05	0,04	0,02	<b>0,11</b>
<b>Hidroeléctrica</b>	0,03	0,12	0,10	0,06	<b>0,31</b>
<b>Biomasa</b>	0,00	0,05	0,00	0,01	<b>0,06</b>
<b>Total</b>	<b>0,08</b>	<b>0,33</b>	<b>0,42</b>	<b>0,17</b>	<b>1,00</b>

*Nota.* La ponderación final es la sumatoria de las calificaciones por criterio de cada alternativa,

Elaboración propia.

Al observar los resultados de la **Tabla 28**, se puede apreciar que la alternativa mejor valorada es la energía solar, con una ponderación de 0,37 siendo ésta la alternativa energética a ser implementada como fuente de respaldo, ya que resulta ser la más económica al tener el menor costo de implementación frente a las alternativas analizadas, por otro lado las condiciones geográficas del sector permiten su pleno aprovechamiento, además se cuenta con el desarrollo tecnológico y los estudios necesarios para su correcta implementación.

### ***Diseño de un sistema de respaldo por energías renovables***

#### **Dimensionamiento de la fuente de energía renovable**

Al ser seleccionado como mejor alternativa la generación por energía fotovoltaica, se deberá considerar para el dimensionamiento del sistema de respaldo lo siguiente:

En primera instancia el sistema fotovoltaico se debe basar en el uso de determinados colectores solares, que son los paneles solares, los mismos que deberán ser ubicados en espacios estratégicos con la finalidad de aprovechar de mejor manera la radiación solar durante las horas de incidencia. Considerando datos históricos de radiación solar (INAMHI, 2015), que sean estimados para el sector específico de la ubicación en la que se tiene pensado realizar la instalación de los paneles solares.

Lo descrito con anterioridad es de vital importancia ya que el determinar el lugar adecuado para la ubicación de los paneles solares, permitirá tener una mejor exactitud en los cálculos de diseño en los que se dimensionará el sistema fotovoltaico para cumplir de manera adecuada con la producción energética requerida por la instalación. A continuación se explica y detalla el proceso para el dimensionamiento del sistema de respaldo por energía fotovoltaica atendiendo a las características y necesidades de propias de la situación descrita.

### **Figura 13:**

*Vista satelital de las instalaciones*



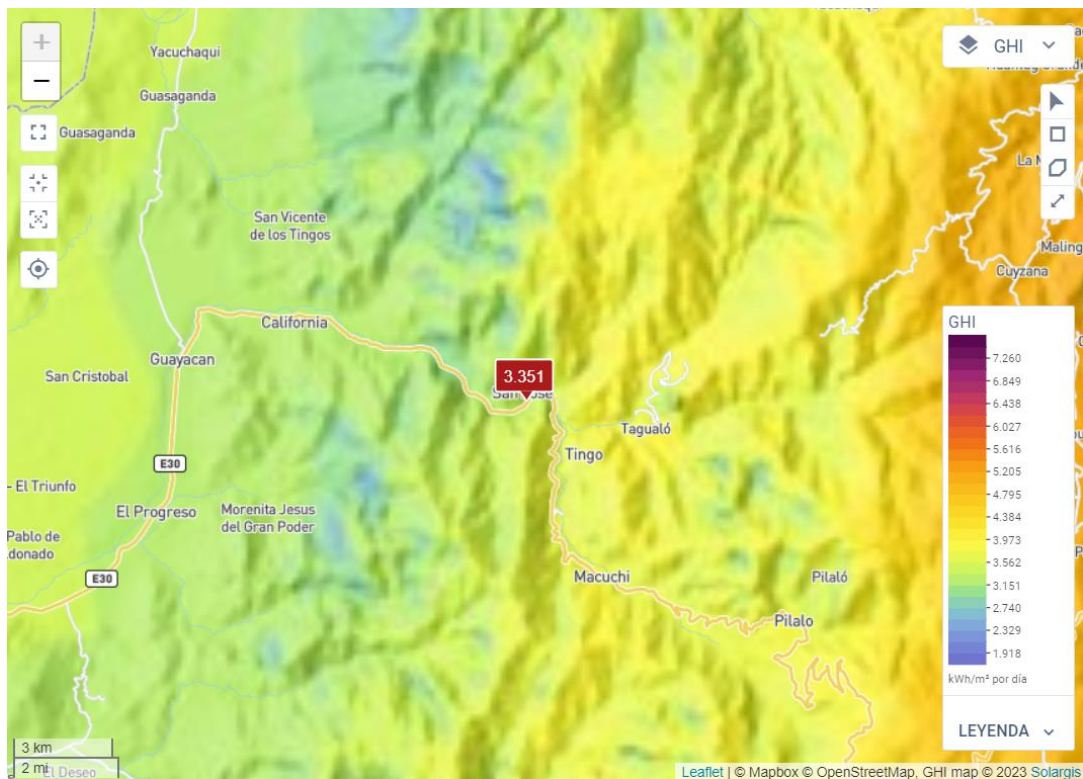
Nota. Ubicación geográfica de las instalaciones, Obtenido de Google Earth, 2023

En la **Figura 13** se puede apreciar una vista satelital de las instalaciones correspondientes a la planta de generación hidroeléctrica El Estado, cuyas coordenadas geográficas son; Latitud:  $-0,8859798^\circ$ , Longitud:  $-79,0654877^\circ$  y Altitud: 1.031,6016294 m, mismos datos que fueron empleados en la herramienta online Solargis para determinar la radiación promedio de la ubicación exacta, mediante una base de datos estadísticos sobre cualquier lugar del mundo.

Mediante la ubicación precisa de la planta en la plataforma Solargis se puede determinar varios aspectos sobre el rendimiento fotovoltaico de la zona seleccionada, en la **Figura 14** se puede observar un mapa solar de la ubicación seleccionada en base a la cual se determinará el rendimiento de producción fotovoltaica. En la misma se muestra una disposición media de 3,351 de GHI (Radiación solar global horizontal) que indica la cantidad de energía diaria disponible en kW por cada  $m^2$  de superficie.

**Figura 14:**

*Mapa de radiación solar global en GHI*



*Nota.* Se muestra la radiación global en GHI, de la ubicación exacta donde se localiza la central, Obtenido de Solargis, 2023.

Mediante la misma herramienta se realizó una evaluación preliminar sobre el rendimiento fotovoltaico por condiciones propias del sector, obteniendo datos más exactos sobre la irradiación mensual y la irradiación diaria expresadas en  $\text{kW}/\text{m}^2$ , la irradiación específica en  $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{kWp}$  y el rendimiento esperado de manera mensual, valores que se han estimado para una producción diaria con la base de datos propias de la herramienta y se han resumido en la **Tabla 29**.

**Tabla 29:***Rendimiento mensual por factores varios*

Meses	Irradiación global disponible kW/m <sup>2</sup> mensual	Irradiación global disponible kW/m <sup>2</sup> diaria	Irradiación específica kW-h/kWp	Rendimiento %
<b>Enero</b>	70,2	2,263	51,9	76,9
<b>Febrero</b>	66,5	2,373	49,0	77,7
<b>Marzo</b>	91,7	2,957	68,2	75,0
<b>Abril</b>	83,2	2,774	62,2	75,8
<b>Mayo</b>	92,8	2,995	69,9	75,3
<b>Junio</b>	100,2	3,339	76,4	76,2
<b>Julio</b>	124,6	4,020	95,7	76,8
<b>Agosto</b>	138,2	4,457	105,7	76,5
<b>Septiembre</b>	121,5	4,050	92,2	75,9
<b>Octubre</b>	115,9	3,739	87,6	75,6
<b>Noviembre</b>	103,7	3,458	78,4	75,6
<b>Diciembre</b>	77,0	2,482	57,4	76,5
<b>Promedio anual</b>	<b>98,8</b>	<b>3,248</b>	<b>74,6</b>	<b>76,15</b>

*Nota.* En la tabla se muestra las condiciones solares mensuales disponibles para generación por sistemas fotovoltaicos considerando varios factores ( $k_v$ ), Adaptado de Solargis, 2023.

Como se puede apreciar en la **Tabla 29**, el rendimiento solar esperado para cada mes tiene variaciones en un rango muy limitado, sin embargo se deberá considerar aquel mes que posea el menor rendimiento esperado para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, ya que la generación diaria requerida durante dicho mes deberá contemplar un porcentaje extra para cumplir con la potencia requerida. El rendimiento solar para el mes de marzo, así como para cada mes comprenden pérdidas por varios factores ( $k_v$ ) propios del lugar y tiempos de mantenimiento estimados. Cada uno de los factores de pérdidas considerados como pérdidas varias se detallan en la **Tabla 30**.

**Tabla 30:***Factores de pérdidas consideradas como pérdidas varias ( $k_v$ )*

<b>Factores varios</b>	<b>Pérdida %</b>	<b>Rendimiento parcial %</b>	<b>Rendimiento acumulado %</b>
Irradiación Inicial	0,00 %	100,00 %	100,00 %
Pérdida por sombreado	6,80 %	93,20 %	93,20 %
Pérdida corrección espectral	1,20 %	98,80 %	92,00 %
Pérdida conversión irradiancia y efecto joule	7,00 %	93,00 %	85,00 %
Pérdida por reflectividad angular	2,00 %	98,00 %	83,00 %
Pérdida por mantenimientos	8,00 %	92,00 %	75,00 %

*Nota.* En la tabla se muestra los factores de pérdida considerados mensualmente y los valores específicos para el mes de marzo, Adaptado de Solargis, 2023.

El rendimiento acumulado para el mes de marzo es de 75 %, al considerarse varias pérdidas, como lo son: por sombreado del 6,80 %, corrección espectral de 1,20 %, conversión de irradiancia y efecto joule (pérdidas producidas al circular una corriente por un conductor, manifestándose en forma de calor) de 7 %, pérdidas por reflectividad angular 2 % y pérdidas del 8 % para el mantenimiento correspondiente.

Por lo tanto, se tiene una pérdida por varios factores ( $k_v$ ) equivalente al 25 %, siendo éste un aproximado de las pérdidas, el rendimiento real del sistema que debe considerarse incluye otros factores adicionales los mismos que considera la siguiente ecuación (Alvarado, 2018):

### **Rendimiento global ( $R$ )**

$$R = (1 - k_r - k_i - k_b - k_v) * (1 - k_a * N/P_d) \quad (16)$$

Donde:

$R$  = Rendimiento global del sistema fotovoltaico

$kr$  = Pérdida por elementos reguladores

$ki$  = Pérdida por componentes inversores

$kb$  = Pérdida por elementos de almacenamiento (baterías)

$kv$  = Pérdidas varias (sombreado, corrección, conversión, reflectividad y mantenimiento)

$ka$  = Pérdida debido a autodescarga de las baterías

$N$  = Número de días de autonomía o fracción

$Pd$  = Profundidad máxima de descarga de las baterías

Para determinar el rendimiento real del sistema se debe emplear la ecuación ( 16 ), y para determinar cada uno de los factores ( $k$ ) se acude a la **Figura 15** y se elige un valor en dependencia del sistema a diseñarse.

### Figura 15:

*Coefficientes típicos de pérdida*

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

*Nota.* Adaptado de los valores típicos de coeficientes de pérdidas, por Alvarado Jorge, 2018.

Se considera un  $k_r$  de 0,1 debido a que se empleará un controlador eficiente, el valor de  $k_i$  de 0,05 al emplear inversores de un rendimiento hasta el 95 %, las pérdidas de acumulación  $k_b$  de 0,05 al tratarse de baterías nuevas, con una autodescarga baja por lo tanto un  $k_a$  de 0,002 y con una descarga máxima admisible de hasta el 70 %, por lo cual se utiliza un coeficiente  $P_d$  de 0,7, mientras que el valor de  $N$  asignado es de 0,5, ya que la autonomía requerida es menor a los valores mostrados al tratarse de una autonomía de 2h por otro lado al realizar un estudio detallado de pérdidas se determina un  $k_v$  de 0,05.

$$R = (1 - k_r - k_i - k_b - k_v) * (1 - k_a * N/P_d)$$

$$R = (1 - 0,1 - 0,05 - 0,05 - 0,05) * (1 - 0,002 * 15/0,70)$$

$$R = (0,75) * (0,999)$$

$$R = 0,74925 \approx 0,75$$

### **Energía a generar ( $E_{FV}$ )**

La energía que deberá generar el sistema fotovoltaico (FV) estará dada por el consumo diario de la instalación y el rendimiento global esperado del sistema fotovoltaico:

$$E_{FVDiaria} = \frac{E_{Diaria}}{R} \quad (17)$$

Donde:

$E_{FVDiaria}$  = Energía que debe generar el sistema fotovoltaico en función del rendimiento

$E_{Diaria}$  = Energía necesaria de manera diaria para suplir la demanda de la instalación.

$R$  = Rendimiento global del sistema fotovoltaico

Se estableció como energía diaria de consumo ( $E_{Diaria}$ ) la demanda diaria del mes de abril equivalente a 145,074 kW-h/día (ver **Tabla 16**) y el rendimiento global calculado ( $R$ ) de 0,75.



$$E_{FVDiaria} = \frac{E_{Diaria}}{R}$$

$$E_{FVDiaria} = \frac{145,074 \text{ kW} - \text{h/día}}{0,75}$$

$$E_{FVDiaria} = 193,432 \text{ kW} - \text{h/día}$$

La energía a ser generada es de 193,432 kW - h/días por lo cual el sistema fotovoltaico diseñado debe suplir esta demanda diaria de energía.

### **Energía panel solar ( $E_p$ )**

La energía que deberá generar el sistema fotovoltaico (FV) estará dada por el consumo diario de la instalación y el rendimiento global esperado del sistema fotovoltaico:

$$E_{pDiaria} = HSP * P_{máx_p} \quad (18)$$

Donde:

$E_{pDiaria}$  = Energía diaria generada por cada panel solar (kW-h/día)

$HSP$  = Hora solar pico (h/día)

$P_{máx_p}$  = Potencia máxima de cada panel solar (kW)

Si se conoce que el HSP medio anual es de 3,248 (ver **Tabla 29**) y la potencia máxima de cada panel solar en condiciones estándar (STC) es de 0,37 kW (ver **Tabla 31**) se tendría:

$$E_{FVDiaria} = HSP * P_{máx_p}$$

$$E_{FVDiaria} = 3,248 \text{ h/día} * 0,37 \text{ kW}$$

$$E_{FVDiaria} = 1,20176 \text{ kW} - \text{h/día} \approx 1,20 \text{ kW} - \text{h/día}$$

La energía diaria generada por cada panel solar de manera individual es de 1,20 kW-h/día, por lo cual se requerirán una cierta cantidad de paneles en función de la energía calculada.

### Número de paneles solares totales ( $N_{pT}$ )

Los paneles requeridos para generar la energía necesaria durante el día estará dada por la relación entre la energía requerida por el sistema fotovoltaico de manera diaria y la energía suministrada por cada uno de los paneles en el mismo lapso (Saborío, 2019):

$$N_{pT} = \frac{E_{FVDiaria}}{E_{PDiaria}} \quad (19)$$

Donde:

$N_{pT}$  = Número de paneles solares totales requeridos

Conociendo que el sistema fotovoltaico debe generar un total de  $193,432 \text{ kW} - h$  al día (ver **Energía a generar ( $E_{FV}$ )**) y que cada uno de los paneles solares produce diariamente  $1,20 \text{ kW} - h$  (ver **Energía panel solar ( $E_P$ )**), se puede calcular lo siguiente:

$$N_{pT} = \frac{E_{FVDiaria}}{E_{PDiaria}}$$

$$N_{pT} = \frac{193,432 \text{ kW} - h/\text{día}}{1,20 \text{ kW} - h/\text{día}}$$

$$N_{pT} = 161,193 \approx 162$$

Por lo tanto, se determina que para brindar la energía requerida de manera diaria por la instalación se necesitan un mínimo de 162 paneles solares con las características descritas en la **Tabla 31**.

### Número de paneles solares en serie ( $N_{ps}$ )

La cantidad de paneles solares a ser conectados en serie se determina en función del máximo voltaje permitido por el inversor eléctrico, el cual será el encargado de convertir la corriente continua directa (DC) por los paneles solares en corriente alterna (AC) (Buban, 1983).

- **Corriente directa o continua (DC):** es aquella que se caracteriza por tener un valor constante en el tiempo.
- **Corriente alterna (AC):** es aquella que se caracteriza por describir una onda sinusoidal a través del tiempo, alternando valores positivos y negativos, por cada semiciclo.

$$(Nmín_{ps}; Nmáx_{ps}) = \left( \frac{Vmín_{iv}}{V_P}; \frac{Vmáx_{iv}}{V_P} \right) \quad (20)$$

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

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

$Vmín_{iv}$  = Voltaje mínimo del inversor (V)

$Vmáx_{iv}$  = Voltaje máximo de (V)

$V_P$  = Voltaje nominal del panel solar (V)

Como se puede apreciar en la ecuación ( 20 ), la cantidad de paneles solares a ser conectados en serie depende del rango de voltaje admitido a la entrada del inversor seleccionado (ver **Tabla 32**) (Saborío, 2019) entre 400 V y 800 V ( $Vmín_{iv}$ ;  $Vmáx_{iv}$ ) y conociendo el voltaje de cada panel ( $V_P$ ) de 39 V (ver **Tabla 31**) se determina el siguiente cálculo:

$$(Nmín_{ps}; Nmáx_{ps}) = \left( \frac{Vmín_{iv}}{V_P}; \frac{Vmáx_{iv}}{V_P} \right)$$

$$(Nmín_{ps}; Nmáx_{ps}) = \left( \frac{400 \text{ V}}{39 \text{ V}}; \frac{800 \text{ V}}{39 \text{ V}} \right)$$

$$(Nmín_{ps}; Nmáx_{ps}) = (10,26 ; 20,51) \approx (11 ; 21)$$

Por lo cual se ha establecido que a cada inversor pueden ir conectados un mínimo de 11 paneles solares y un máximo de 21 paneles mediante una conexión en serie, encontrándose en ambos casos dentro del rango de operación de los inversores seleccionados (ver **Tabla 32** y **Tabla 35**).

### Número de paneles solares en paralelo ( $N_{pp}$ )

Una vez determinado los paneles a conectarse en serie se determina el número de paneles que se deben conectar en paralelo, mediante la siguiente ecuación (Macías, 2018):

$$N_{pp} = \frac{N_{pT}}{N_{ps}} \quad (21)$$

Donde:

$N_{pp}$  = Número de paneles solares conectados en paralelo

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

Al ser considerados 2 inversores con una potencia máxima de salida de 25000 W (25 kW ver **Tabla 32**) y uno con una capacidad de 40000 W (40 kW ver **Tabla 34**), se debe dimensionar la cantidad de paneles en paralelo en función de la máxima capacidad del inversor de menor potencia de salida en este caso el de 25 kW, por lo cual se ha realizado varias interacciones dentro del rango de paneles conectados en serie obteniendo como alternativa viable un máximo de 18 paneles solares conectados en serie ( $N_{ps}$ ) y sabiendo que se requieren 162 paneles totales  $N_{pT}$ , se tiene lo siguiente:

$$N_{pp} = \frac{N_{pT}}{N_{ps}}$$

$$N_{pp} = \frac{162}{18}$$

$$N_{pp} = 9$$

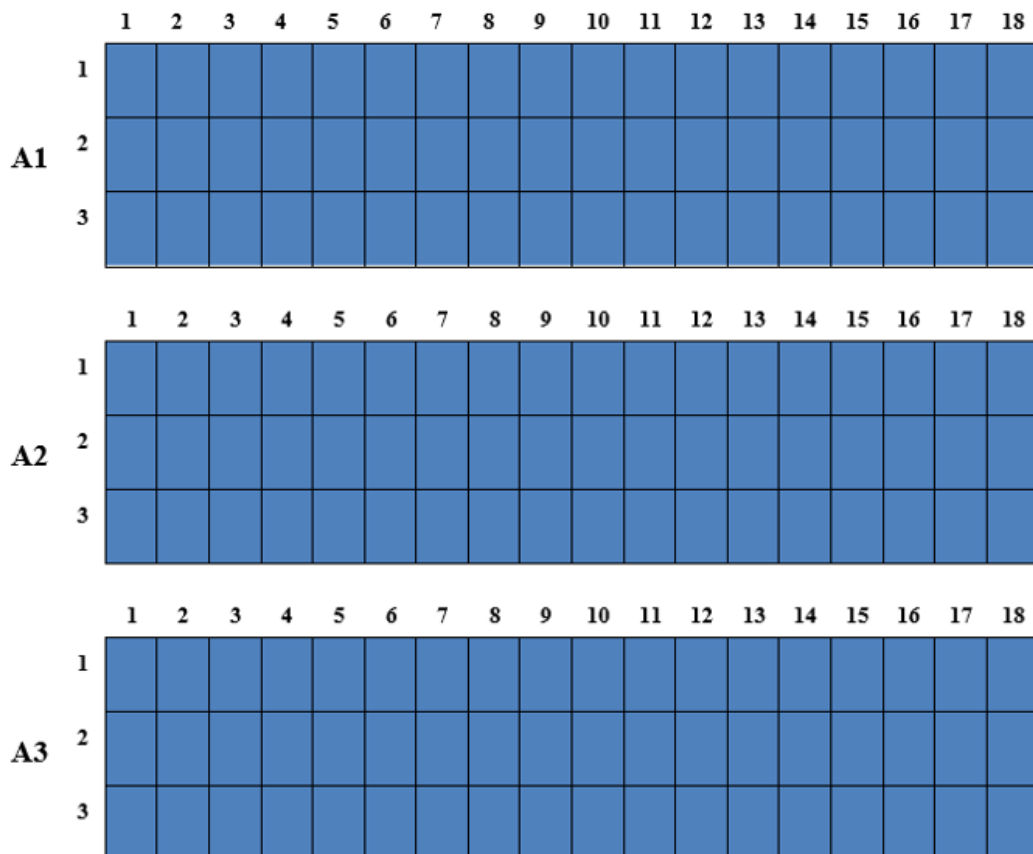
El número máximo de paneles a ser conectados en paralelo es de 9, por lo cual se distribuirá en tres (3) arreglos de tres (3) paneles conectados en paralelo cada uno como se puede apreciar en la **Figura 16**.

### Configuración para la conexión de paneles solares

La configuración de los paneles solares debe considerar ciertas características de los inversores a ser empleados, como lo son la potencia y el voltaje, en función de los mismos se ha determinado realizar tres arreglos, donde cada uno de ellos tenga tres hileras en paralelo de 18 paneles conectados en serie cada uno.

**Figura 16:**

*Configuración de paneles solares para suplir la demanda*



*Nota.* En la figura se puede observar una configuración que consta de tres (3) arreglos de paneles solares, Elaboración propia.

Con el objetivo de verificar que la potencia entregada por la configuración y cada uno de los arreglos cumpla con la requerida por el sistema y se encuentre dentro del rango de operación de los inversores se debe analizar cada uno de dichos arreglos (Saborío, 2019). Sin embargo, al saber que cada uno de los arreglos tiene la misma configuración las características de cada uno de ellos serán similares, como lo son la potencia nominal, la corriente y voltaje de cada arreglo.

### **Potencia de Arreglo ( $P_A$ )**

La potencia entregada por cada arreglo será el resultado de la multiplicación entre su voltaje y corriente nominal (Saborío, 2019):

$$P_A = V_A * I_A \quad (22)$$

Donde:

$P_A$  = Potencia del arreglo (W)

$V_A$  = Voltaje del arreglo (V)

$I_A$  = Corriente del arreglo (A)

### **Voltaje de Arreglo ( $V_A$ )**

El voltaje de cada arreglo será el resultado de multiplicar el número de paneles conectados en serie por el voltaje nominal de cada uno de los paneles:

$$V_A = N_{Aps} * V_P \quad (23)$$

Donde:

$N_{Aps}$  = Número de paneles solares conectados en serie del arreglo

$V_P$  = Voltaje nominal del panel solar (V) (ver **Tabla 31**)

### Corriente de Arreglo ( $I_{An}$ )

La corriente de cada arreglo será el resultado de multiplicar el número de paneles conectados en paralelo por la corriente nominal de cada uno de los paneles:

$$I_A = N_{App} * I_{nomP} \quad (24)$$

Donde:

$N_{App}$  = Número de paneles solares conectados en paralelo del arreglo

$I_{nomP}$  = Corriente nominal del panel solar (A) (ver **Tabla 31**)

Considerando los arreglos mostrados en la **Figura 16**, se determina los valores individuales de los paneles solares conectados en serie y en paralelo para cada caso y en función de los mismos se determina la potencia de arreglos mostrado, para este caso específico la potencia entregada de cada arreglo es el mismo al tener la misma configuración.

### Potencia Arreglos 1, 2 y 3 ( $P_{A1,2,3}$ )

$$V_{A1,2,3} = N_{A1,2,3ps} * V_P = 18 * 39 V = 702 V$$

$$I_{A1,2,3} = N_{A1,2,3pp} * V_P = 3 * 9,49 A = 28,47 A$$

$$P_{A1,2,3} = V_{A1,2,3} * I_{A1,2,3} = 702 V * 28,47 A = 19985,94 W$$

Se puede observar que cada uno de los arreglos tiene un rango de voltaje, corriente y potencia dentro de los parámetros de funcionamiento; de los dos (2) inversores trifásicos a ser utilizados con una capacidad de 25000 W, 37,5 A y 800 V (ver **Tabla 32**), y del inversor bidireccional de 40000 W, 850 V y 36 A (**Tabla 35**). Por otro lado, la sumatoria de la potencia entregada por los tres (3) arreglos de manera simultánea representa un valor máximo de 59957,82 W aproximadamente 60 kW, encontrándose sobre el valor máximo de la potencia aparente total de la instalación con una demanda de 39,6 kW (ver **Tabla 13**).

### **Capacidad del banco de baterías ( $C_T$ )**

La capacidad del banco de baterías destinado a brindar autonomía a la planta en periodos nocturnos o suplir la demanda requerida por la planta en condiciones adversas o de poca luminancia solar se determina con la siguiente ecuación (Alvarado, 2018):

$$C_T = \frac{E_{aut.}}{V_B * Pd} \quad (25)$$

Donde:

$C_T$  = Capacidad total del banco de baterías (A-h)

$E_{aut.}$  = Energía necesaria para brindar autonomía en un tiempo dado (W-h)

$V_B$  = Voltaje nominal de la batería a utilizar (V)

$Pd$  = Profundidad máxima de descarga de las baterías

### **Energía de autonomía ( $E_{aut.}$ )**

La energía que debe abastecer el sistema de respaldo en función del tiempo de autonomía se establece con la siguiente ecuación:

$$E_{aut.} = P_T * Autonomía \quad (26)$$

Donde:

$E_{aut.}$  = Energía necesaria para brindar autonomía (W-h)

$P_T$  = Potencia instalada (W)

Autonomía = Autonomía deseada en horas (h)



### Autonomía del sistema

Considerando que se quiere suplir la energía durante los periodos de desconexión del SNI, con una media de 0,66 h (39,85 min) y con una frecuencia anual de 84 (ver **Tabla 5**), teniendo un máximo de hasta tres (3) desconexiones diarias tenemos:

$$Autonomía = Fid * \bar{T}i \quad (27)$$

Donde:

Autonomía = Autonomía deseada en horas (h)

$Fid$  = Frecuencia de interrupciones diarias

$\bar{T}i$  = Tiempo medio por cada interrupción (h)

$$Autonomía = Fid * \bar{T}i = 3 * 0,66 h = 1,98 h \approx 2 h$$

La autonomía del sistema será de aproximadamente 2 horas, por lo cual el banco de baterías deberá proporcionar la potencia necesaria para la operación de la central durante 2 horas seguidas o periodos intermitentes que sumen la misma capacidad, conociendo que la máxima demanda es la potencia activa total que tiene la instalación ( $P_T$ ) es equivalente a 31,7 kW (ver **Tabla 13**) se determina la energía necesaria de autonomía con la ecuación ( 26 ):

$$E_{aut.} = P_T * Autonomía$$

$$E_{aut.} = 31700 W * 2 h$$

$$E_{aut.} = 63400 W - h$$

La energía que debe proporcionar el banco de baterías es de 63400 W-h (63,4 kW-h). Por lo cual, la capacidad del banco de baterías ( $C_T$ ), considerando baterías individuales con un voltaje ( $V_B$ ) de 12 V (**Tabla 33**) y una descarga máxima permisible ( $Pd$ ) de 70 % recomendada por el fabricante se determina con el uso de la ecuación ( 25 ):

$$C_T = \frac{E_{aut.}}{V_B * Pd}$$

$$C_T = \frac{63400 W - h}{12 V * 0,70}$$

$$C_T = 7547,62 A - h$$

La capacidad del banco de baterías deberá ser de 7547,62 A-h.

### Número de baterías totales ( $N_{bT}$ )

Las baterías totales requeridas para el sistema de almacenamiento se determinan en función la siguiente ecuación (Macías, 2018):

$$N_{bT} = \frac{V_{nom} * C_T}{V_B * C_B} \quad (28)$$

$N_{bT}$  = Número total de baterías para el banco de baterías

$V_{nom}$  = Voltaje nominal de operación del banco de baterías (V)

$C_B$  = Capacidad individual de cada batería (A-h)

Conociendo la capacidad requerida del banco de baterías ( $C_T$ ) de 7547,62 A-h, el voltaje de nominal del banco de baterías ( $V_{nom}$ ) de 24 V y las características de voltaje y capacidad de cada una de las baterías a ser utilizadas de 12 V y 220 A-h respectivamente (ver **Tabla 33**) se determina el número de baterías requeridas empleando la ecuación ( 28 ):

$$N_{bT} = \frac{V_{nom} * C_T}{V_B * C_B}$$

$$N_{bT} = \frac{24 V * 7547,62 A - h}{12 V * 220 A - h}$$

$$N_{bT} = 68,61 \approx 69$$

Serán necesarias 69 baterías para suplir la potencia requerida en 2 horas de autonomía.

### **Número de baterías conectadas en serie ( $N_{bs}$ )**

Una vez determinado las baterías totales en función del voltaje nominal de operación del banco de baterías y el voltaje individual de cada una de ellas se establece la cantidad de baterías conectadas en serie:

$$N_{bs} = \frac{V_{nom}}{V_B} \quad (29)$$

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

$$N_{bs} = 2$$

Las baterías conectadas en series deberán ser 2, las mismas que entregarán un voltaje de 24 V.

### **Número de baterías conectadas en paralelo ( $N_{bp}$ )**

Considerando las baterías totales requeridas y las baterías conectadas en serie se puede determinar las baterías a conectarse en paralelo empleando la siguiente ecuación:

$$N_{bp} = \frac{V_{bT}}{V_{bs}} \quad (30)$$

Donde:

$N_{bp}$  = Número de baterías conectadas en paralelo

$N_{bT}$  = Número total de baterías para el banco de baterías

$N_{bs}$  = Número de baterías conectadas en serie

$$N_{bp} = \frac{V_{bT}}{V_{bs}}$$

$$N_{bp} = \frac{68}{2}$$

$$N_{bp} = 34,5 \approx 35$$

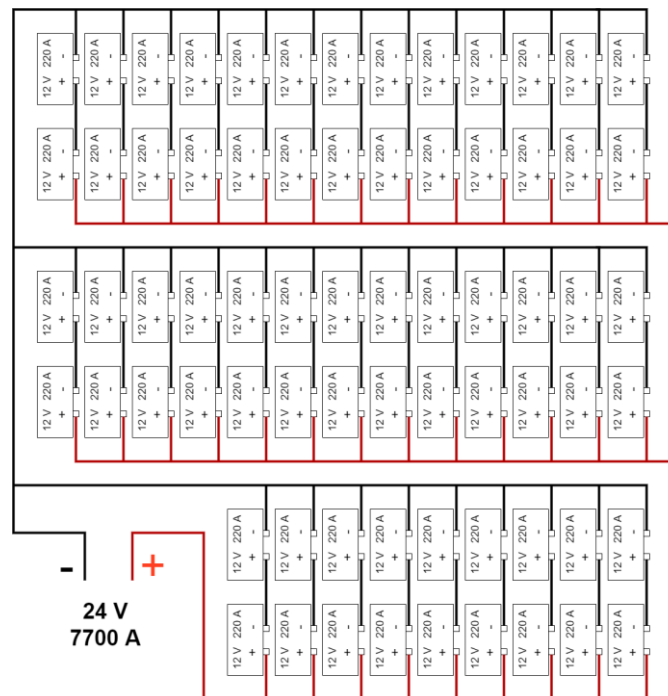
Se requerirá de 35 baterías conectadas en paralelo, debido a este ajuste se requerirá de una batería más a considerarse para el arreglo, sumando 70 baterías en total en lugar de las 69 dimensionadas.

$$N_{bT} = 69 + 1 = 70 \text{ baterías}$$

Con el arreglo de 70 baterías mostrado en la **Figura 17** se pretende obtener una salida de 7700 A y 24 V, cumpliendo con la capacidad requerida para brindar una autonomía de 2 horas durante los periodos nocturnos en caso de existir desconexión del SNI.

**Figura 17:**

*Banco de baterías del sistema fotovoltaico*



*Nota.* En la figura se observa el banco de baterías del sistema fotovoltaico, con una salida de 24 V y 7700 A, Elaboración propia.

### ***Corriente de carga del banco de baterías (C10 Banco)***

La corriente de carga del banco de baterías estará determinada por el tiempo de carga, las baterías conectadas en paralelo y la capacidad de cada batería (Macías, 2018):

$$C10 \text{ Banco} = N_{bp} * \frac{C_B}{10 h} \quad (31)$$

Donde:

*C10 Banco* = Es la corriente de carga del banco de baterías en 10 horas

$$C10 \text{ Banco} = N_{bp} * \frac{C_B}{10 h}$$

$$C10 \text{ Banco} = 35 * \frac{220 A - h}{10 h}$$

$$C10 \text{ Banco} = 770 A$$

La corriente máxima de carga del banco de baterías programada en un periodo de 10 horas es de 770 A.

### ***Corriente de descarga del banco de baterías (C2 Banco)***

La corriente de descarga del banco de baterías estará determinada por el tiempo de descarga, las baterías conectadas en paralelo y la capacidad de cada batería:

$$C2 \text{ Banco} = N_{bp} * \frac{C_B}{2 h} \quad (32)$$

Donde:

*C2 Banco* = Es la corriente de descarga del banco de baterías en 2 horas

$$C2 \text{ Banco} = N_{bp} * \frac{C_B}{2 h}$$

$$C2 \text{ Banco} = 35 * \frac{220 A - h}{2 h}$$

$$C2 \text{ Banco} = 3850 A$$

La corriente máxima de descarga del banco de baterías programada en un periodo de 2 horas es de 3850 A.

### **Dimensionamiento de conductores eléctricos**

Como se puede observar en la **Figura 20** el sistema fotovoltaico está conformado por varias conexiones entre sus componentes por lo cual se ha determinado un total de 4 secciones diferentes para cada una de las cuales se requerirá determinado calibre de conductor, canalizaciones y protecciones correspondientes a los equipos a proteger y parámetros de cada una de dichas secciones, teniendo las siguientes:

**Sección 1 (S1):** correspondiente a la sección de cableado que va desde el arreglo de los paneles solares hasta el inversor trifásico.

**Sección 2 (S2):** correspondiente a la sección de cableado que va desde el inversor trifásico hasta la acometida general.

**Sección 3 (S3):** correspondiente a la acometida general de cables que une los cables del inversor hasta la conexión a la red.

**Sección 4 (S4):** correspondiente al tramo de cableado entre el inversor bidireccional (hibrido) y el banco de baterías.

La corriente que va a circular por cada cable se determina por la siguiente ecuación (Amador, 1985):

$$I_c = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC} \quad (33)$$

Donde:

$I_c$  = Corriente para selección de conductor

$I_{nom}$  = Corriente nominal a circular

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

FC = Factor de corrección según el número de conductores (ver **Anexo 11**)

### ***Conductores eléctricos para la Sección 1 ( $I_{CS1}$ )***

Para el caso de la sección 1 se ha determinado que la corriente del arreglo ( $I_{nom}$ ) es de 28,47 A, considerando que se trata de una conexión monofásica y se propone un solo conductor por fase, por lo cual el factor de corrección según el número de conductores ( $FC$ ) es 1 (ver **Anexo 11**). Además, se utiliza un factor de corrección por temperatura ( $FT$ ) de 1 (ver **Anexo 10**), debido a que la temperatura normal de operación estará entre 0 y 30 °C.

$$I_{CS1} = \frac{I_{nom} * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_{CS1} = \frac{28,47 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_{CS1} = 35,59 A$$

Se empleará un conductor de cobre de calibre N° 8 AWG de 40 A (ver **Anexo 9**), con sección transversal de 8,4 mm<sup>2</sup> y aislamiento THW con una temperatura máxima de operación de hasta 75 °C para ambientes secos y húmedos.

### ***Conductores eléctricos para la Sección 2 ( $I_{CS2}$ )***

Para el caso de la sección 2 se ha determinado que la corriente máxima de salida de cada inversor trifásico es de 40,3 A, considerando una temperatura normal de operación de

hasta 30 °C (FT=1, ver **Anexo 10**), una conexión trifásica (3 conductores: fase, neutro y tierra) (FC=1, ver **Anexo 11**).

$$I_{CS2} = \frac{Inom * 1,25}{FT * FC}$$

$$I_{CS2} = \frac{40,3 A * 1,25}{1 * 1}$$

$$I_{CS2} = 50,38 A$$

Se empleará un conductor de cobre de calibre N° 6 AWG de 55 A (ver **Anexo 9**), con sección transversal de 13,3 mm<sup>2</sup> y aislamiento THW con una temperatura máxima de operación de hasta 75°C en ambientes secos y húmedos.

#### ***Conductores eléctricos para la Sección 3 (ICS3)***

Para la sección 3, se empleará un conductor eléctrico con el mismo calibre que el utilizado en la sección anterior (N° 6 AWG de 55 A)

#### ***Cableado para Sección 4 (ICS4)***

Le corresponde a la sección 4, los conductores eléctricos propios de cada uno de los equipos a alimentar desde el centro de cargas.

#### **Diámetro de las canalizaciones**

Calcular el diámetro adecuado de las tuberías en un sistema fotovoltaico es esencial para garantizar un diseño seguro y eficiente, así como para asegurar un buen rendimiento y bajos costos de operación. El diámetro de las tuberías es crucial para garantizar un flujo adecuado y protección del circuito. También afecta la eficiencia del sistema y el costo total del proyecto. Para lo cual se emplea la siguiente ecuación (Amador, 1985):



$$Ad = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}} \quad (34)$$

Donde:

$Ad$  = Sección de la tubería ( $mm^2$ )

$A_{TC}$  = Área total de conductores ( $mm^2$ )

Factor de relleno = Factor de relleno en dependencia de del porcentaje permitido de relleno de tubería en función del número de conductores, para 1 conductor un 53% (0,53), para 2 conductores del 31% (0,31), para 3 conductores del 43% (0,43) y para 4 o más conductores un factor de relleno equivalente a (0,4) (ver **Anexo 7**)

#### ***Canalización para la Sección 1 ( $Ad_{S1}$ )***

Para la sección 1 se tiene un área de conductores individuales de  $8,4 mm^2$  teniendo un total de dos (2) conductores máximos (fase y neutro) por lo tanto se tiene:

$$Ad_{S1} = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$Ad_{S1} = \frac{2 * 8,44 mm^2}{0.31}$$

$$Ad_{S1} = 54,45 mm^2$$

Se elige una manguera de tipo corrugada de ½ pulgada con un diámetro máximo de hasta  $58,07 mm^2$  (ver **Anexo 7**) para dos (2) conductores.

#### ***Canalización para la Sección 2 ( $Ad_{S2}$ )***

Para la sección 2 se tiene un área de conductores individuales de  $13,3 mm^2$  teniendo un total de cuatro (4) conductores máximos (tres fases y el neutro) por lo tanto se tiene:

$$Ad_{S2} = \frac{A_{TC}}{\text{Factor de relleno}}$$

$$Ad_{S2} = \frac{4 * 13,33 \text{ mm}^2}{0.40}$$

$$Ad_{S2} = 133.3 \text{ mm}^2$$

Se elige una manguera de tipo corrugada de  $\frac{3}{4}$  de pulgada con un diámetro máximo de hasta  $135,49 \text{ mm}^2$  para cuatro (4) conductores.

### ***Canalización para la Sección 3 ( $Ad_{S3}$ )***

La canalización para la sección 3, es la misma que la empleada en la sección anterior, ya que el número de conductores y la corriente de los mismos permanecen constante hasta el centro de cargas.

### ***Canalización para la Sección 4 ( $Ad_{S4}$ )***

No se requiere ya que cada conductor a utilizar es del tipo aislado bajo un conjunto de canalización propia.

### **Protecciones**

Se dimensionarán protecciones para salvaguardar la integridad de los equipos y componentes del sistema fotovoltaico para lo cual se seleccionarán protecciones térmicas, contra el aumento excesivo de la temperatura, contra sobre corriente y cortocircuito (disyuntor) en las secciones mencionadas anteriormente, con las siguientes ecuaciones (Amador, 1985):

### **Disyuntor o breaker**

$$Id = 1,25 * I_{cc} \quad (35)$$

Donde:

$Id$  = Corriente nominal del disyuntor (A)

$I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito (A)

$$I_{cCA} = N_{pp} * I_{cCP} \quad (36)$$

Donde:

$I_{cCA}$  = Corriente de cortocircuito del arreglo (A)

$I_{cCP}$  = Corriente cortocircuito de panel solar (A)

### ***Protecciones para la Sección 1 (S1)***

Para la sección 1 correspondiente al tramo entre los paneles solares y los inversores, se requiere un análisis de variaciones por temperatura para determinar la necesidad de un interruptor termo-magnético por cada arreglo en función de la temperatura máxima de operación para lo cual:

#### **Protección térmica**

Primero se determina la temperatura máxima de operación a la que va a funcionar el módulo solar, mediante la siguiente ecuación (Potes, 2019):

#### **Temperatura máxima de operación**

$$T_m = T_a + I_R * \frac{T_{ONC} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}}{800} \quad (37)$$

Donde:

$T_m$  = Temperatura máxima de operación del módulo ( $^\circ\text{C}$ )

$T_a$  = Temperatura ambiente media ( $^\circ\text{C}$ )

$T_{ONC}$  = Temperatura de operación por celda ( $^\circ\text{C}$ )

$I_R$  = Irradiación máxima del sector ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

Conociendo que la temperatura ambiente ( $T_a$ ) del sector es de  $30 \text{ } ^\circ\text{C}$ , se tiene una irradiación máxima ( $I_R$ ) de  $1014 \text{ W}/\text{m}^2$  y que la temperatura de operación por celda ( $T_{ONC}$ )

indicada en la ficha técnica para el módulo empleado se encuentra entre 39 y 45 °C, escogiendo la mayor temperatura para los cálculos (45 °C) se tiene que:

$$Tm = Ta + I_R * \frac{T_{ONC} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}}{800}$$

$$Tm = 30 \text{ } ^\circ\text{C} + 1014 \frac{W}{m^2} * \frac{45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}}{800}$$

$$Tm = 61,69 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Sabiendo además que los coeficientes de temperatura indicados en la ficha técnica del módulo solar son los siguientes (ver **Anexo 1**):

Coeficiente de temperatura para potencia (P<sub>máx</sub>) = -0,34 % / °C

Coeficiente de temperatura para voltaje (V<sub>oc</sub>) = -0,26 % / °C

Coeficiente de temperatura para corriente (I<sub>sc</sub>) = 0,04 % / °C

Además se conoce valores en condiciones estándar de temperatura de 25 °C (valores STC). Se determina la variación de voltaje, corriente y potencia máxima en función de la temperatura máxima calculada:

#### **Variación de temperatura ( $\Delta T$ )**

$$\Delta T = Tm - Ts \tag{38}$$

Donde:

$\Delta T$  = Variación de temperatura máxima (°C)

$Ts$  = Temperatura estándar de operación (25 °C)

Sabiendo que la temperatura máxima de operación (T<sub>m</sub>) calculada es de 61,69 °C y la temperatura estándar (T<sub>s</sub>) es de 25 °C se tiene:

$$\Delta T = T_m - T_s$$

$$\Delta T = 61,69 \text{ }^\circ\text{C} - 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 36,69 \text{ }^\circ\text{C}$$

Se determina que existirá una variación de temperatura máxima de operación de hasta 36,69 °C sobre el valor estándar.

### **Variación del voltaje en circuito abierto (% $\Delta Voc$ )**

$$\% \Delta Voc = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T \quad (39)$$

Donde:

$\% \Delta Voc$  = Es el máximo porcentaje de variación del voltaje en circuito abierto (%)

Sabiendo que el coeficiente de temperatura para voltaje es de -0,26% por cada °C y la variación de temperatura máxima ( $\Delta T$ ) es de 36,69 °C, se determina:

$$\% \Delta Voc = \text{Coeficiente de temperatura para voltaje} * \Delta T$$

$$\% \Delta Voc = \frac{-0,26 \%}{^\circ\text{C}} * 36,69 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\% \Delta Voc = -9,54 \%$$

Se tendrá una máxima variación del voltaje en circuito abierto de hasta el -9,54% del marcado en el panel solar.

### **Variación de la corriente de cortocircuito (% $\Delta Isc$ )**

$$\% \Delta Isc = \text{Coeficiente de temperatura para corriente} * \Delta T \quad (40)$$

Donde:

$\% \Delta Isc$  = Es el máximo porcentaje de variación del corriente de cortocircuito (%)

Conociendo que el coeficiente de temperatura para corriente es de 0,04% por cada °C y la variación de temperatura máxima ( $\Delta T$ ) es de 36,69 °C, se determina:

$$\% \Delta I_{sc} = \text{Coeficiente de temperatura para corriente} * \Delta T$$

$$\% \Delta I_{sc} = \frac{0,04 \%}{^{\circ}\text{C}} * 36,69 ^{\circ}\text{C}$$

$$\% \Delta I_{sc} = 1,47 \%$$

Se tendrá una máxima variación de la corriente de cortocircuito de hasta el 1,47 % del marcado en el panel solar.

#### **Variación de la potencia máxima (% $\Delta P_{m\acute{a}x}$ )**

$$\% \Delta P_{m\acute{a}x} = \text{Coeficiente de temperatura para potencia} * \Delta T \quad (41)$$

Donde:

$\% \Delta P_{m\acute{a}x}$  = Es el máximo porcentaje de variación de la potencia máxima (%)

Conociendo que el coeficiente de temperatura para potencia es de -0,34% por cada °C y la variación de temperatura máxima ( $\Delta T$ ) es de 36,69 °C, se determina:

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

$$\% \Delta P_{m\acute{a}x} = \frac{-0,34 \%}{^{\circ}\text{C}} * 36,69 ^{\circ}\text{C}$$

$$\% \Delta P_{m\acute{a}x} = - 12,47 \%$$

Se tendrá una máxima variación de la potencia suministrada del -12,47 % del marcado en el panel solar. Debido a que los porcentajes de variación máxima de voltaje de cortocircuito ( $\% \Delta V_{oc}$ ), corriente de cortocircuito ( $\% \Delta I_{sc}$ ) y potencia máxima ( $\% \Delta P_{m\acute{a}x}$ ) son relativamente bajos, no se requiere emplear protecciones termo-magnéticos en los arreglos.

### **Disyuntor corriente continua S1**

Sabiendo que la corriente de cortocircuito de cada panel solar ( $I_{ccp}$ ) es de 9,85 A y cada arreglo tiene un máximo de tres (3) paneles conectados en paralelo ( $N_{pp}$ ) se determina lo siguiente:

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

$$I_{cca} = 3 * 9,85$$

$$I_{cca} = 29,55 A$$

La corriente nominal de cortocircuito es de 29,55 por lo cual se dimensiona el disyuntor de la siguiente manera:

$$I_{ds1} = 1,25 * I_{cca}$$

$$I_{ds1} = 1,25 * 29,55 A$$

$$I_{ds1} = 39,94 A$$

El disyuntor que se elige para la protección de cada una de las ramificaciones de la sección 1 es de 40 A (ver **Anexo 8**).

### ***Protecciones para la Sección 2 (S2)***

No se realiza el dimensionamiento debido a que cada inversor tiene integrado un conjunto de protecciones contra sobrecarga y cortocircuito.

### ***Protecciones Sección 3 (S3)***

### **Disyuntor general corriente alterna S3**

Sabiendo que la corriente máxima a circular por la sección 3 es de 120,6 A ( $I_{cc}$ ) se calcula la protección de la siguiente manera:

$$I_{d_{S2}} = 1,25 * I_{cc}$$

$$I_{d_{S2}} = 1,25 * 120,6 A$$

$$I_{d_{S2}} = 150,75 A$$

El disyuntor que se elige para la protección de los equipos conectados en la sección 3 es de 175 A (ver **Anexo 8**).

#### ***Protecciones de Sección 4 (S4)***

No se realizará el dimensionamiento de protecciones debido a las protecciones propias del inversor bidireccional para que servirán como medio de protección contra sobrecarga y cortocircuito para el banco de baterías y el propio elemento.

#### **Selección de los componentes eléctricos**

Los cálculos desarrollados en el diseño del sistema fotovoltaico consideran varios elementos y componentes del mismo entre ellos: los paneles solares que producirán la energía, los inversores trifásicos que convertirán la corriente directa generada por los paneles solares en corriente alterna, el inversor bidireccional que se empleará para cargar y utilizar un banco de baterías, para brindar autonomía de 2 horas durante el periodo de falla.

#### ***Especificaciones del panel solar***

Se utilizarán paneles solares monocristalinos PERC debido a que éstos tienen una mayor eficiencia de conversión de energía, un mejor rendimiento en condiciones de baja luz, una mayor resistencia a la degradación y alta resistencia a las sombras en comparación con otros tipos de paneles solares, lo que significa que pueden generar más energía de forma eficiente y duradera incluso en condiciones adversas.

Para determinar la cantidad de paneles, la configuración en diferentes arreglos y la eficiencia del sistema fotovoltaico se emplearon los datos presentados en la **Tabla 31**:



**Tabla 31:***Principales características del panel solar*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Potencia máxima</b>	370	Wp
<b>Máxima eficiencia</b>	19,1	%
<b>Tensión máxima de panel</b>	39	V
<b>Voltaje de circuito abierto</b>	47,7	V
<b>Corriente nominal</b>	9,49	A
<b>Corriente de cortocircuito</b>	9,85	A
<b>Dimensiones</b>	1956 x 990 x 40	mm
<b>Superficie</b>	1,94	m <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	22,3	kg
<b>Marca</b>	CSUN	
<b>Modelo</b>	Poly370	
<b>Tipo</b>	Monocrystalino Perc	
<b>Expectativa vida útil</b>	25 años	

*Nota.* Adaptado de las características técnicas del panel solar **Anexo 1**, Elaboración propia.

### *Especificaciones del inversor trifásico*

Para determinar la capacidad del inversor se debe considerar la potencia de entrada del mismo y un factor de seguridad correspondiente a las variaciones de voltaje del sistema (Macías, 2018):

$$P_{iv} = \frac{FS * P_A}{FP} \quad (42)$$

Datos:

$P_{iv}$  = Potencia del inversor

$FP$  = Factor de potencia (0,8 ver **Anexo 2**)

$FS$  = Factor de seguridad (1 debido a que las variaciones de voltaje son bajas)

Considerando que el valor máximo de voltaje entregado por los paneles solares en función de cada arreglo es de 19,9 kW ( $P_A$ ) y que el factor de potencia es 0,8 ( $FP$ ) se determina la capacidad del inversor mediante la ecuación ( 42 ):

$$P_{iv} = \frac{FS * P_A}{FP}$$

$$P_{iv} = \frac{1 * 19,9 \text{ kW}}{0,8}$$

$$P_{iv} = 24,875 \text{ kW}$$

Se requiere un inversor con una capacidad de inversión de 24,875 kW por lo cual se empleará un inversor de 25 kW de potencia a la salida del mismo, con las características descritas en la **Tabla 32**.

**Tabla 32:**

*Principales características del inversor trifásico*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Capacidad de inversión	25000	W
Eficiencia máxima	98,7	%
Rango de voltaje de entrada	400 a 800	V
Máximo voltaje de entrada	1000	V
Tensión de salida	230 / 400	V
Corriente máxima de entrada	37,5	A
Corriente máxima de salida	40,3	A
Dimensiones	470 x 754 x 270	mm
Peso	48	kg
Marca	CHINT	
Modelo	INGW 25000 TL3-S	
Expectativa de vida útil	10 años	

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del inversor trifásico **Anexo 2**, Elaboración propia.

### *Especificaciones de la batería*

Se emplearán baterías de tipo gel ya que estas son un tipo de baterías recargables que ofrecen varias ventajas en comparación con otros modelos. Entre estas ventajas se incluyen: una mayor estabilidad de voltaje, mayor durabilidad, baja autodescarga, mayor vida útil y mayor seguridad. Estas características las hacen ideales para su uso en aplicaciones sensibles al voltaje, como sistemas de almacenamiento de energía, ya que no requieren mantenimiento y no sufren de efecto memoria. Además, no liberan gases tóxicos durante su uso, lo que las hace más seguras para ser utilizadas en ambientes cerrados. Las características principales de las baterías seleccionadas se pueden apreciar en la **Tabla 33** (Macías, 2018).

**Tabla 33:**

#### *Principales características de la batería*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Capacidad nominal	220	A
Voltaje de salida	12	V
Ciclos de carga y descarga al 80%	500	ciclos
Dimensiones	522 x 238 x 240	mm
Peso	66	kg
Marca	VICTRON	
Modelo	GEL VRLA	
Tipo	Gel	
Expectativa vida útil	12	

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del inversor trifásico **Anexo 3**, Elaboración propia.

### *Especificaciones del contador bidireccional*

Un contador o medidor bidireccional es un dispositivo de medición de energía eléctrica que permite medir tanto la energía eléctrica consumida desde la red pública (energía importada), como la energía eléctrica generada por un sistema de energía renovable y devuelta

a la red pública (energía exportada). Este tipo de contador es utilizado en sistemas de generación distribuida, donde un consumidor tiene instalado un sistema de energía renovable y puede devolver energía a la red pública. Este tipo de contador permite medir el consumo y la producción de energía eléctrica y así poder facturar y/o compensar de forma precisa la energía eléctrica generada y consumida.

**Tabla 34:**

*Principales características del contador bidireccional*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Corriente nominal	5	A
Tensión nominal	220 / 400	V
Dimensiones	100 x 100 x 150	mm
Peso	0,5	kg
Marca	Legrand	
Modelo	EMDX3 Contador Tri P/Ti 5A	
Expectativa de vida útil	15 años	

*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del contador bidireccional **Anexo 5**, Elaboración propia.

***Especificaciones del inversor bidireccional***

Para determinar la capacidad del inversor bidireccional se debe considerar la potencia máxima de salida requerida del mismo, por lo cual tenemos (Amador, 1985):

$$P_{iv} = FS * P_T \tag{43}$$

Donde:

*FS* = Dimensionamiento por cambio brusco de voltaje

Considerando que la potencia máxima que debe suministrar el inversor a partir del banco de baterías es equivalente a la potencia total instalada de 31,7 kW y que se debe

sobredimensionar con un 25 % por cambios bruscos de voltaje se debe tomar un FS de 1,25 obteniendo los siguientes resultados:

$$P_{iv} = FS * P_T$$

$$P_{iv} = 1,25 * 31,7 \text{ kW}$$

$$P_{iv} = 39,625 \text{ kW}$$

Se requiere un inversor bidireccional con una capacidad de inversión de 39,625 kW por lo cual se empleará un inversor de 40 kW de potencia a la salida del mismo con las características descritas en la **Tabla 36**.

**Tabla 35:**

*Principales características del inversor bidireccional*

<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<b>Capacidad de inversión</b>	40000	W
<b>Eficiencia máxima</b>	97,6	%
<b>Rango de voltaje de entrada</b>	150 a 850	V
<b>Máximo voltaje de entrada</b>	1000	V
<b>Tensión de salida</b>	220 / 400	V
<b>Corriente máxima de entrada</b>	36	A
<b>Corriente máxima de salida</b>	70	A
<b>Dimensiones</b>	527 × 894 × 294	mm
<b>Peso</b>	75	kg
<b>Marca</b>	Deye	
<b>Modelo</b>	SUN-40K-SG01HP3-EU-BM4	
<b>Expectativa de vida útil</b>	10 años	

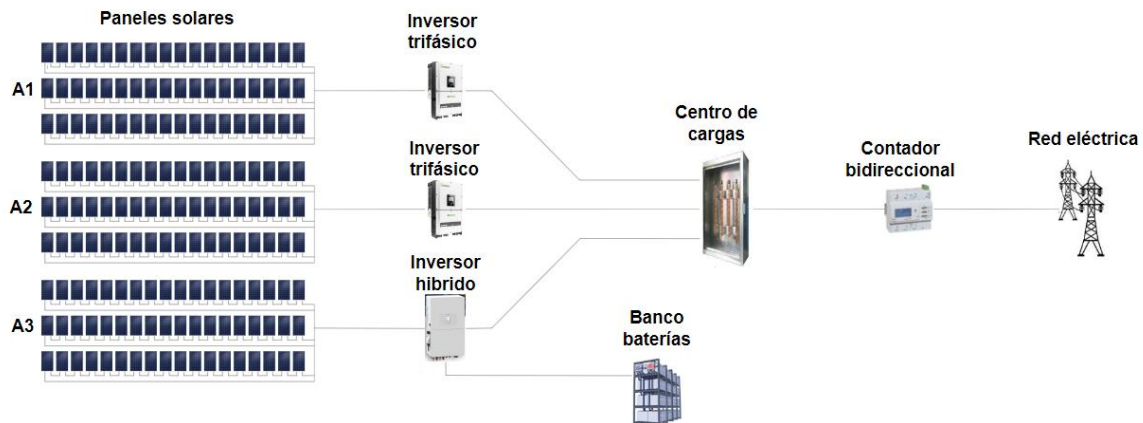
*Nota.* Adaptado de la ficha técnica del inversor trifásico **Anexo 4**, Elaboración propia.

### *Diagrama del sistema de respaldo*

La conexión del sistema de respaldo con los componentes y conductores eléctricos, se observan en la **Figura 18**.

### **Figura 18:**

#### *Diagrama de conexión sistema fotovoltaico*



*Nota.* El diagrama indica las conexiones del sistema fotovoltaico, Elaboración propia.

En la **Figura 18**, se observa cada uno de los componentes del sistema diseñado, existiendo en el mismo: tres (3) arreglos de paneles solares, dos (2) inversores trifásicos, un (1) inversor bidireccional, un (1) banco de baterías, el centro de cargas del edificio, el control bidireccional y un elemento que representa a la red eléctrica.

### **Características del sistema diseñado**

El sistema de respaldo fotovoltaico consta de tres (3) arreglos de paneles solares de 54 unidades cada uno (3 hileras en paralelo y 18 conectados en serie) sumando un total de 162 paneles solares conectados de manera individual, que generarían una potencia máxima de 19,9 kW cada uno, por lo cual se entregaría una potencia total ( $P_{TA}$ ) de 59,97 kW durante horas del día. Por medio de datos estadísticos propios del sector, se tiene un valor medio de sol al día (HSP) de 3,248 horas se puede determinar que la energía diaria generada corresponde a la siguiente ecuación:

$$E_{FVDiaria} = HSP * P_{TA} \quad (44)$$

Donde:

$P_{TA}$  = Potencia total de los arreglos

$$E_{FVDiaria} = HSP * P_{TA}$$

$$E_{FVDiaria} = 3,248 h * 59,7 kW$$

$$E_{FVDiaria} = 194,78256 kW - h \approx 194,78 kW - h$$

A continuación se presenta en la **Tabla 36**, los valores de energía que se espera producir de manera mensual en función del rendimiento global:

**Tabla 36:**

*Energía generada de manera mensual por el sistema fotovoltaico*

	<b>Energía diaria (kW-h)</b>	<b>Rendimiento global (%)</b>	<b>Energía diaria esperada (kW-h)</b>	<b>Días del mes</b>	<b>Energía mensual esperada (kW-h)</b>
<b>Enero</b>	194,78	76,9%	149,79	31	4643,42
<b>Febrero</b>	194,78	77,7%	151,35	28	4237,69
<b>Marzo</b>	194,78	75,0%	146,09	31	4528,69
<b>Abril</b>	194,78	75,8%	147,65	30	4429,36
<b>Mayo</b>	194,78	75,3%	146,67	31	4546,81
<b>Junio</b>	194,78	76,2%	148,42	30	4452,73
<b>Julio</b>	194,78	76,8%	149,59	31	4637,38
<b>Agosto</b>	194,78	76,5%	149,01	31	4619,27
<b>Septiembre</b>	194,78	75,9%	147,84	30	4435,20
<b>Octubre</b>	194,78	75,6%	147,26	31	4564,92
<b>Noviembre</b>	194,78	75,6%	147,26	30	4417,67
<b>Diciembre</b>	194,78	76,5%	149,01	31	4619,27
		<b>Total</b>			<b>54132,41</b>

*Nota.* El rendimiento global (R), se ha determinado con la plataforma Solargis, energía esperada se refiere a la energía real considerando el rendimiento esperado, Elaboración propia.

En la **Tabla 36** se calcula la energía diaria y mensual generada por el sistema fotovoltaico, para lo cual se ha multiplicado el valor de energía diaria calculada por el rendimiento global esperado para cada mes (ver **Tabla 29**), obteniéndose así la energía esperada de manera diaria por cada mes y, al multiplicar dicho valor por el número de días de cada mes específico se determina el valor de energía esperada de manera mensual, por lo cual el sistema fotovoltaico generaría un total de 54132,42 W-h anualmente.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red y con almacenamiento de energía consiste en paneles solares y baterías para guardar la energía producida. La energía del sol es convertida en electricidad por los paneles y luego a corriente alterna por un inversor. La energía generada es utilizada en garantizar la alimentación a los equipos de uso de planta o ser almacenada en el banco de baterías para su uso posterior. Si hay un exceso de energía generada con respecto a la demanda de consumo, la misma se aporta a la red nacional con su debido control mediante el uso de un medidor bidireccional. El almacenamiento de energía es crucial para que el sistema fotovoltaico funcione de manera independiente y sin depender de la red eléctrica. Las baterías guardan la energía generada durante el día para usarla en ausencia de luz solar, como en la noche o días nublados. Es importante elegir un tamaño adecuado de las mismas para asegurar cubrir la demanda correspondiente al equipamiento de uso de planta.

### **Resultados esperados**

Se espera que mediante el sistema de respaldo fotovoltaico diseñado se logre dar continuidad en el servicio eléctrico, permitiendo a la instalación generar la energía necesaria para el uso de planta y operación de la central hidroeléctrica; logrando total autonomía en la etapa diurna y una autonomía parcial de dos (2) horas durante el periodo nocturno, que servirá como respaldo en caso de interrupciones por parte del SNI, a la vez que se disminuye el impacto ambiental que se produciría al optar por una generación distribuida en base a diésel.



### ***Energía abastecida y aprovechamiento del sistema fotovoltaico***

Se puede determinar el porcentaje de la energía abastecida en dependencia de la energía requerida o necesaria por la instalación para la operación de la central hidroeléctrica y la energía generada por el sistema fotovoltaico, logrando un máximo de 100 % del abastecimiento necesario, tal como sucede en el presente estudio y como se observa en la **Tabla 37** en donde se resume los valores de energía generada de manera mensual por el sistema fotovoltaico (extraído de **Tabla 36**) y los valores de energía necesaria (obtenido de la **Tabla 16**), al comparar dichos valores se observa que se logra suministrar el 100 % de la energía requerida de manera mensual y existiendo una diferencia que se consideraría como energía extra generada por el sistema fotovoltaico ya que en todos los casos la energía generada es mayor a la energía requerida.

Por lo tanto, se puede determinar el aprovechamiento de la energía generada por el sistema fotovoltaico, al comparar la energía extra y total generada, dicha relación se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Aprovechamiento (\%)} = \left(1 - \frac{\text{Energía extra}}{\text{Energía generada}}\right) * 100 \quad (45)$$

Donde:

Aprovechamiento (%) = Es el porcentaje de aprovechamiento de la energía generada

Energía extra= Es la energía adicional generada (Energía generada-Energía consumida)

Energía generada = Es la energía que genera el sistema fotovoltaico (ver **Tabla 36**)

Al emplear la ecuación mencionada se determina el aprovechamiento del sistema expresado en porcentaje, considerando los valores de la **Tabla 37**, se procede con el siguiente cálculo empleado la ecuación ( 45 ):

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

$$\text{Aprovechamiento } (\%)_{\text{Enero}} = \left(1 - \frac{431,953 \text{ kW} - h}{4211,47 \text{ kW} - h}\right) * 100$$

$$\text{Aprovechamiento } (\%)_{\text{Enero}} = 90,70 \%$$

El mismo cálculo se realiza para cada uno de los valores mostrados en la **Tabla 37**, obteniendo un aprovechamiento medio anual del 93,48 % de la energía generada por el sistema de respaldo, lo cual no representa un mayor problema ya que se determina que la energía suministrada por el sistema de respaldo siempre debe ser mayor a la requerida para abastecerá la misma, más nunca deberá ser menor a esta.

En base a los datos presentados, se puede concluir que la energía generada tiene un aprovechamiento medio del 93,48% durante todo el año. Además, se observa que el mes de mayo tuvo el menor aprovechamiento de energía con un 84,79%, mientras que el mes de abril tuvo el mayor aprovechamiento con un 98,26%. En general, los datos indican un buen rendimiento en la generación y aprovechamiento de energía a lo largo del año.

Los resultados obtenidos son importantes porque indican el desempeño de la generación y aprovechamiento de energía en un período determinado. Esto es esencial para la planificación y toma de decisiones en el sector energético, ya que permite conocer si se están cumpliendo los objetivos de generación y aprovechamiento de energía, y si es necesario tomar medidas para mejorar el mismo. Además, estos resultados también son importantes para la evaluación del impacto ambiental de la generación de energía, ya que un mayor aprovechamiento de la energía generada reduce las pérdidas eléctricas y, por lo tanto, el impacto ambiental. En resumen, los resultados obtenidos son un indicador importante de la eficiencia en la gestión de la energía y su impacto ambiental.

**Tabla 37:***Abastecimiento y aprovechamiento del sistema fotovoltaico*

<b>Meses</b>	<b>Energía generada</b>	<b>Energía necesaria</b>	<b>Abastecimiento</b>	<b>Energía extra</b>	<b>Aprovechamiento</b>
<b>Enero</b>	4643,42	4211,47	100%	431,953	90,70%
<b>Febrero</b>	4237,69	3857,36	100%	380,333	91,02%
<b>Marzo</b>	4528,69	4328,54	100%	200,155	95,58%
<b>Abril</b>	4429,36	4352,21	100%	77,146	98,26%
<b>Mayo</b>	4546,81	3855,46	100%	691,348	84,79%
<b>Junio</b>	4452,73	4336,75	100%	115,983	97,40%
<b>Julio</b>	4637,38	4274,50	100%	362,883	92,17%
<b>Agosto</b>	4619,27	4332,96	100%	286,308	93,80%
<b>Septiembre</b>	4435,20	4225,02	100%	210,183	95,26%
<b>Octubre</b>	4564,92	4168,53	100%	396,395	91,32%
<b>Noviembre</b>	4417,67	4295,38	100%	122,286	97,23%
<b>Diciembre</b>	4619,27	4364,63	100%	254,639	94,49%
<b>Total</b>	<b>54132,41</b>	<b>50602,80</b>	<b>100%</b>	<b>3529,613</b>	<b>93,48%</b>

*Nota.* Los valores de las columnas que llevan la denominación “Energía” se expresa en kW-h, mientras que el abastecimiento y aprovechamiento se encuentra en porcentajes (%), Elaboración propia.

***Disminución de interrupciones (Frecuencia y Tiempo)***

Con la implementación de la propuesta se busca suplir la energía necesaria para la operación de la central hidroeléctrica durante las desconexiones del Sistema Nacional Interconectado (SNI), por lo cual se espera que los valores de: tiempo (T) y frecuencia (F), por motivos de desconexión del SNI mostrados en la **Tabla 4**, se reduzcan a cero (0 min y 0 interrupciones).

Con las condiciones descritas se plantea mejorar los indicadores de frecuencia media de interrupciones por kVA instalado (FMIK) y el tiempo total de interrupción en horas por

kVA instalado (TTIK), aunque este último en menor medida ya que los tiempos de desconexión medios son de 0,6 h y no representan un porcentaje elevado del tiempo de interrupción mensual o anual. Sin embargo, el motivo mencionado sigue siendo el que posee la mayor frecuencia con respecto a los demás motivos descritos en el apartado **Motivos de interrupción**.

Por lo tanto, al recalcular los valores de FMIK y TTIK de manera mensual y anual con las ecuaciones correspondientes ( 4 – 7 ), y las consideraciones mencionadas se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla 38**:

**Tabla 38:**

*FMIK y TTIK para central hidroeléctrica considerando la propuesta*

Meses	Interrupciones	Promedio kVA <sub>i</sub> /kVA <sub>Ti</sub>	FMIK	Tiempo interrupciones	TTIK
<b>Enero</b>	5	0,765	3,83	18,23	13,95
<b>Febrero</b>	8	0,765	6,12	27,58	21,10
<b>Marzo</b>	17	0,765	13,01	104,22	79,73
<b>Abril</b>	15	0,765	11,48	65,77	50,31
<b>Mayo</b>	11	0,765	8,42	72,25	55,27
<b>Junio</b>	7	0,765	5,36	18,62	14,24
<b>Julio</b>	5	0,765	3,83	31,17	23,84
<b>Agosto</b>	0	0,765	0,00	0,00	0,00
<b>Septiembre</b>	4	0,765	3,06	25,50	19,51
<b>Octubre</b>	1	0,765	0,77	1,08	0,83
<b>Noviembre</b>	8	0,765	6,12	53,22	40,71
<b>Diciembre</b>	10	0,765	7,65	34,92	26,71
<b>Promedio</b>	<b>8</b>	<b>0,765</b>	<b>5,80</b>	<b>37,71</b>	<b>28,85</b>

*Nota.* En la tabla se presenta el cálculo de los indicadores FMIK y TTIK considerando que las interrupciones del SNI son suplidas por el sistema de respaldo propuesto, Elaboración propia.

En la **Tabla 39**, los valores de la situación actual fueron extraídos de la **Tabla 8**, y los valores de la propuesta de la **Tabla 38**, mientras que la reducción o mejoría del indicador se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$Reducción (\%) = \left(1 - \frac{Situación\ actual}{Propuesta}\right) * 100 \quad (46)$$

Para calcular la reducción del indicador FMIK y TTIK se emplea de manera individual la ecuación ( 46 ), con los valores mostrados en la **Tabla 39**:

$$Reducción\ FMIK = \left(1 - \frac{11,16}{5,80}\right) * 100 = 48 \%$$

$$Reducción\ TTIK = \left(1 - \frac{32,41}{28,85}\right) * 100 = 11 \%$$

**Tabla 39:**

*Mejora de indicadores FMIK y TTIK considerando la propuesta*

Índice	Límite	Actual		Propuesta		
		Valor	Estado	Valor	Estado	Reducción %
FMIK	6	11,16	No cumple	5,80	Cumple	48%
TTIK	8	32,41	No cumple	28,85	No cumple	11%

*Nota.* Los valores límites referenciales son tomados de la regulación 002/20 por ARCERNNR, Elaboración propia.

Como se observa en la **Tabla 39**, mediante la implementación de la propuesta se lograría reducir la frecuencia de interrupciones (FMIK) hasta un 48% del valor actual, disminuyendo 5,36 puntos, logrando cumplir con los límites establecidos por la ARCERNNR, (2021), estando 0,2 puntos por debajo de lo permitido. Mientras que el tiempo de interrupciones (TTIK) se reduciría hasta un 11% encontrándose aún sobre el límite pero logrando una mejoría de 3,56 puntos en el indicador.

### ***Ahorro esperado en función del costo de la energía generada***

El ahorro monetario al implementar el sistema fotovoltaico se vería desde dos puntos clave: el primero se trata del ahorro por el costo de energía dejada de producir durante el tiempo de interrupción, mientras que por otro lado se logra un ahorro directo de la energía que se dejaría de consumir directamente de la red ya que ahora se generará mediante el sistema fotovoltaico.

El análisis del costo por energía no generada parte de la **Figura 3** (ELEPCO S.A., 2021), en la cual se puede determinar mediante una sumatoria de la producción mensual que la central El Estado tubo una generación anual de 9404,83 MW-h equivalente a 9404830 kW-h durante el mismo año, por lo cual es posible determinar un promedio de la generación en kW-h por cada minuto considerando lo siguiente:

$$\text{Generación por min} = \text{Generación anual} / \text{minutos por año} \quad (47)$$

Si se conoce que un año tiene 525600 minutos (365 días x 24h x 60min), se calcula mediante la ecuación ( 47 ), lo siguiente:

$$\text{Generación por min} = 9404830 \text{ kW} - \text{h} / 525600 \text{ min} \approx 1,789 \text{ kW} - \text{h}/\text{min}$$

La central generó una media de 1,789 kW-h cada minuto durante el 2021, si se multiplica dicho valor por los tiempos de interrupción en minutos debido a desconexión del SNI de manera mensual mediante los datos mostrados en la **Tabla 4** y por el precio de cada kW correspondiente a 9,2 centavos establecido por la ARCERNNR (2021), se puede conocer el costo de las interrupciones que representaría el ahorro de energía no generada.

Por otro lado el ahorro por kW-h consumido, corresponde a la multiplicación de la energía consumida de manera mensual obtenida de la **Tabla 16**, por el precio de cada kW establecido por la regulación (ARCERNNR, 2021) equivalente a 9,2 centavos, para lo cual se

emplean los valores de energía diario consumida, debido a que se determinó en el apartado **Energía abastecida y aprovechamiento del sistema fotovoltaico** que dichos valores son los máximos requeridos y abastecidos de manera exitosa por el sistema fotovoltaico diseñado, logrando un abastecimiento del 100 % de la energía necesaria y un aprovechamiento del 93,48 % respecto a la energía suministrada por el sistema de respaldo.

Por último, se determinó que el ahorro total mensual corresponde a la sumatoria del ahorro por kW-h no generado y el ahorro por kW-h consumido, obteniéndose un total de \$ 5.206,33, los valores detallados se pueden apreciar en la **Tabla 40**.

**Tabla 40:**

*Ahorro mensual y anual esperado por implementación de la propuesta*

Meses	Desconexión SNI (min)	Energía kW-h no generados	Ahorro kW-h no generado	Energía kW-h consumido	Ahorro kW-h consumido	Ahorro total
<b>Enero</b>	79	141,331	13,00	4211,47	387,46	400,46
<b>Febrero</b>	106	189,634	17,45	3857,36	354,88	372,32
<b>Marzo</b>	834	1492,026	137,27	4328,54	398,23	535,49
<b>Abril</b>	28	50,092	4,61	4352,21	400,40	405,01
<b>Mayo</b>	691	1236,199	113,73	3855,46	354,70	468,43
<b>Junio</b>	77	137,753	12,67	4336,75	398,98	411,65
<b>Julio</b>	485	867,665	79,83	4274,50	393,25	473,08
<b>Agosto</b>	43	76,927	7,08	4332,96	398,63	405,71
<b>Septiembre</b>	179	320,231	29,46	4225,02	388,70	418,16
<b>Octubre</b>	677	1211,153	111,43	4168,53	383,50	494,93
<b>Noviembre</b>	106	189,634	17,45	4295,38	395,18	412,62
<b>Diciembre</b>	42	75,138	6,91	4364,63	401,55	408,46
<b>Total</b>	3347	5987,783	550,88	50602,80	4655,46	5206,33

*Nota.* Las columnas que llevan la denominación “Ahorro” se expresa en dólares (\$), mientras que las columnas denominadas como “Energía” se expresa en kW-h consumido, Elaboración propia.

## **Cronograma de actividades**

A continuación se describen las actividades a ser ejecutadas en orden cronológico para la implementación de la propuesta desarrollada:

**Inducción a la alta dirección sobre el proyecto a implementar:** proporcionar a la alta dirección una presentación detallada del proyecto, incluyendo: objetivos, alcance, tiempos, recursos y riesgos. La actividad macro de Inducción del proyecto a las autoridades se llevará a cabo en un plazo de 8 días. Durante ese tiempo, se dedicarán 5 días al desarrollo del material de presentación, 2 días a la preparación para la inducción y finalmente, se presentará a la alta dirección en 1 día.

**Adquisición de los materiales y equipos necesarios para la instalación:** comprar los materiales y equipos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico, incluyendo el transporte de los mismos. Dichas actividades se llevarán a cabo en un plazo de 8 días. Durante ese tiempo, se dedicarán 5 días a la compra de los materiales y equipos necesarios, y 3 días al transporte de éstos hacia la instalación.

**Preparación del lugar de la instalación:** se llevará a cabo en un plazo de 17 días; pues es necesario haber realizado los pasos anteriores para continuar con esta actividad durante el tiempo indicado. Se dedicará 1 día a evaluar la orientación e inclinación adecuada, 2 días a limpiar y preparar el lugar de la instalación, 5 días a realizar las modificaciones necesarias en el lugar y finalmente, se colocarán las estructuras para la instalación en 1 día.

**Instalación de los paneles solares:** la actividad macro de Instalación de los paneles solares tardará 2 días y estará conformada de dos tareas principales: la primera consistirá en instalar los paneles solares en la estructura previamente preparada en 1 día y; la segunda tarea será colocar y conectar los componentes del sistema necesarios para garantizar el correcto funcionamiento del sistema solar que también se realizará en 1 día.



**Conexión de los paneles solares a los sistemas de almacenamiento y control de energía:** la actividad principal de Conexión a los sistemas de almacenamiento y control se llevará a cabo en un plazo de 6 días. Durante ese tiempo, se dedicarán 3 días para ubicar y conectar al sistema de almacenamiento y 3 días para ubicar y conectar el sistema de control.

**Pruebas y ajustes finales del sistema:** la tarea principal de comprobar y ajustar el sistema se ejecutará en un periodo de 3 días. Durante ese lapso, se asignarán 2 días para verificar que el sistema funciona correctamente y 1 día para realizar ajustes finales para mejorar el rendimiento del sistema.

**Capacitación del personal encargado de operar y mantener el sistema:** la actividad de capacitación del personal se llevará a cabo en un plazo de 25 días. Durante ese tiempo, se dedicarán 5 días a la preparación del material de capacitación, 10 días a la realización de la capacitación del personal y 10 días para la revisión del aprendizaje, los mismos que contarán con periodos de pruebas que permitan verificar la correcta operación del sistema diseñado.

Los recursos necesarios para llevar a cabo cada una de las tareas mencionadas serán detallados más adelante junto a los costos de implementación, mientras que las actividades generales, así como las tareas específicas, secuencia y tiempo estimado para la ejecución de cada una de ellas se puede apreciar en la **Figura 19**. El diagrama de Gantt correspondiente a la **Figura 20**, presenta la secuencia de actividades y ruta crítica del proyecto.

Se propone iniciar el lunes 3 de abril del presente año (03/04/23), o cualquier otra fecha que sea tentativa a partir de la cual serán necesarios 53 días laborables para la consecución de cada una de las actividades terminando en un lapso de 3 meses, si se inicia en el tiempo establecido se pretende finalizar el proyecto de implementación el miércoles 14 de junio del mismo año (14/06/23).

**Figura 19:**

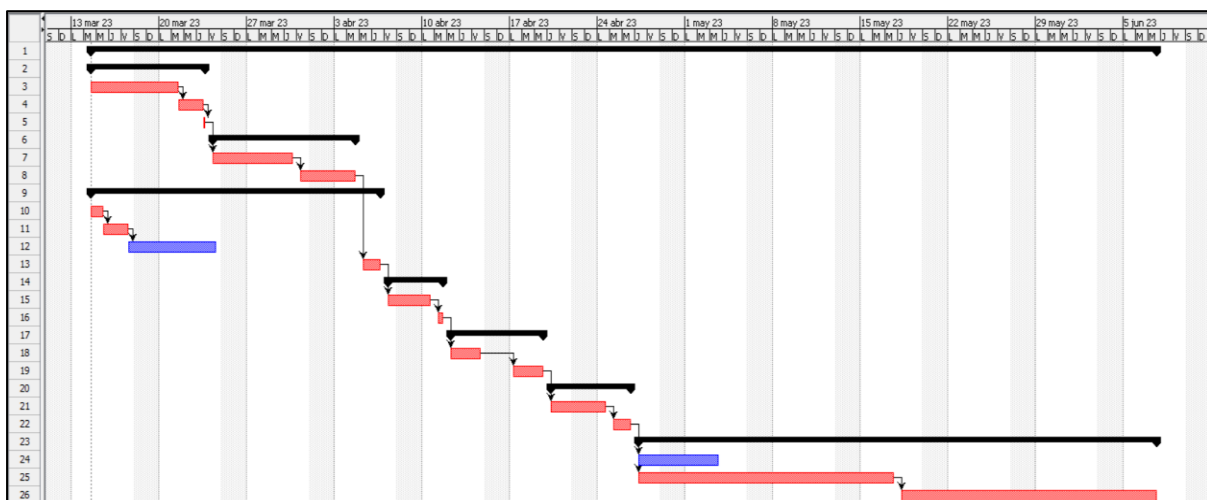
*Cronograma para la implementación de la propuesta*

ID	Nombre	Duración	Inicio	Terminado	Predecesores
1	<b>Implementación de la propuesta</b>	61,25 days	14/03/23 15:00	07/06/23 17:00	
2	<b>Inducción del proyecto a la alta dirección</b>	7,25 days	14/03/23 15:00	23/03/23 17:00	
3	Desarrollo del material de presentación	5 days	14/03/23 15:00	21/03/23 15:00	
4	Preparación para la inducción	2 days	21/03/23 15:00	23/03/23 15:00	3
5	Presentación a la alta dirección	0,25 days	23/03/23 15:00	23/03/23 17:00	4
6	<b>Adquisición de materiales</b>	8 days	24/03/23 8:00	04/04/23 17:00	
7	Compra de materiales y equipos necesarios	5 days	24/03/23 8:00	30/03/23 17:00	5
8	Transporte de equipos y materiales hacia la instalación	3 days	31/03/23 8:00	04/04/23 17:00	7
9	<b>Preparación del lugar de instalación</b>	17,25 days	14/03/23 15:00	06/04/23 17:00	
10	Evaluar orientación e inclinación adecuadas	1 day	14/03/23 15:00	15/03/23 15:00	
11	Limpiar y preparar lugar de instalación	2 days	15/03/23 15:00	17/03/23 15:00	10
12	Realizar modificaciones necesarias en el lugar	5 days	17/03/23 15:00	24/03/23 15:00	11
13	Colocar estructuras para la instalación	2 days	05/04/23 8:00	06/04/23 17:00	8
14	<b>Instalación de sistema fotovoltaico</b>	3 days	07/04/23 8:00	11/04/23 17:00	
15	Instalar paneles solares en la estructura preparada	2 days	07/04/23 8:00	10/04/23 17:00	13
16	Colocar y conectar componentes del sistema	1 day	11/04/23 8:00	11/04/23 17:00	15
17	<b>Conexión a los sistemas de almacenamiento y control</b>	6 days	12/04/23 8:00	19/04/23 17:00	
18	Ubicar y conectar sistema de almacenamiento	3 days	12/04/23 8:00	14/04/23 17:00	16
19	Ubicar y conectar sistema de control	3 days	17/04/23 8:00	19/04/23 17:00	18
20	<b>Pruebas y ajustes finales del sistema</b>	5 days	20/04/23 8:00	26/04/23 17:00	
21	Pruebas de funcionamiento adecuado	3 days	20/04/23 8:00	24/04/23 17:00	19
22	Ajustes finales de optimización	2 days	25/04/23 8:00	26/04/23 17:00	21
23	<b>Capacitación de personal de operación</b>	30 days	27/04/23 8:00	07/06/23 17:00	
24	Preparación material de capacitación	5 days	27/04/23 8:00	03/05/23 17:00	22
25	Realizar la capacitación del personal	15 days	27/04/23 8:00	17/05/23 17:00	22
26	Revisión de aprendizaje (periodo de prueba)	15 days	18/05/23 8:00	07/06/23 17:00	25

*Nota.* Cronograma de actividades desarrollado en Project Libre, Elaboración propia.

**Figura 20:**

*Diagrama de Gantt para la implementación de la propuesta*



*Nota.* Diagrama elaborado en Project Libre a partir de la **Figura 19**, Elaboración propia.


## Análisis de costos

Existen varios costos requeridos para la implementación de la propuesta siendo los más representativos los materiales y equipos necesarios por el sistema fotovoltaico y el costo de la mano de obra que llevarán a cabo las actividades de: adecuación del terreno, instalación eléctrica, localización física de los sistemas de almacenamiento y control, así como las pruebas y ajustes finales del sistema de generación fotovoltaico.

### Costos de materiales y equipos

#### Figura 21:

#### Costos de materiales y equipos para el sistema fotovoltaico

		<b>Proveedor De Equipos De Generación De Energía Solar</b> Dirección: AV. Mariana de Jesus y La Granja E5- 34 TLF: 2398079 - 2343359 Email: <a href="mailto:solarec22@hotmail.com">solarec22@hotmail.com</a>		R.U.C: 1792659450001  Proforma No: 0001263		
Cliente: Edison Zambrano Dirección: Av. Amazonas e Isacc alveniz Teléfono: 968595485		Fecha Emisión: 25/1/2023 Fecha de vencimiento: 27/1/2023 Estado: <b>INRESADO</b>				
Código	Descripción	Cant.	P. Unit.	U.M.	Desc.	Precio
A-000089	Panel solar monocristalino PERC 370 W	162	\$ 650	\$ -	\$ -	\$ 105.300
A-000107	Soporte panel solar	162	\$ 35	\$ -	\$ -	\$ 5.670
A-000188	Baterías de gel 220 A - 12 V	70	\$ 450	\$ -	\$ -	\$ 31.500
A-000232	Inversores trifásicos de 20 Kw	2	\$ 3.500	\$ -	\$ -	\$ 7.000
A-000210	Inversor bidireccional de 40 kW	1	\$ 18.000	\$ -	\$ -	\$ 18.000
A-000137	Conductor cobre N° 8 AWG THW	150	\$ 1	\$ -	\$ -	\$ 182
A-000058	Conductor cobre N° 6 AWG THW	30	\$ 2	\$ -	\$ -	\$ 47
A-000090	Conductor cobre N° 3/0 AWG THW	90	\$ 12	\$ -	\$ -	\$ 1.106
A-000102	Conductor cobre 1250 MCM THW	10	\$ 18	\$ -	\$ -	\$ 177
A-000145	Manguera corrugada de 1/2 pulgada	200	\$ 16	\$ -	\$ -	\$ 3.200
A-000265	Manguera corrugada de 3/4 de pulgada	50	\$ 19	\$ -	\$ -	\$ 950
A-000114	Manguera corrugada de 3" 1/2 pulgadas	100	\$ 9	\$ -	\$ -	\$ 900
A-000275	Disyuntor corriente continua 40 A	3	\$ 15	\$ -	\$ -	\$ 45
A-000280	Disyuntor corriente alterno 175 A	1	\$ 17	\$ -	\$ -	\$ 17
Vendedor: Ramiro Lopez Telf: 0998566097 Correo: <a href="mailto:solarp_ec22@hotmail.com">solarp_ec22@hotmail.com</a>				Descuentos 0 Tarifa 12% 0		
FAVOR REALICE SU PAGO A: EMILIO TITE C.I. 1754983621 CTA CORRIENTE BANCO PICHINCHA 3248694304CTA GUAYAQUIL 2769110145				Subtotal \$ 174.031 I.V.A. \$ 20.884 <b>TOTAL \$ 194.915</b>		

*Nota.* Cotización por parte de SOLAR ENERGY, 2023

El costo de los equipos y materiales necesarios para implementar la propuesta considerando el IVA es de \$ 194.915,00, siendo el mayor costo el valor de los paneles solares.

### ***Costos de la mano de obra***

Los costos por mano de obra se tomarán del salario mínimo vital y todos los rubros requeridos por la ley, incluyendo IESS patronal del 11,35% del sueldo base, el décimo tercer sueldo y el décimo cuarto sueldo, siendo estos dos salarios adicionales que se pagan a los trabajadores cada año. El décimo tercer sueldo es un salario adicional que se paga en diciembre, mientras que el décimo cuarto sueldo se paga en el mes de agosto. Ambos salarios son equivalentes al salario base del trabajador. Estos salarios adicionales son un beneficio laboral obligatorio en Ecuador, establecido por la Ley del Trabajo, que establece que las empresas deben pagar al menos el equivalente a un mes de salario adicional al trabajador, con el objetivo de mejorar las condiciones económicas de los trabajadores.

Las vacaciones son un beneficio laboral que se ofrece a los trabajadores como parte de sus condiciones de trabajo, y su duración y forma de pago varían según las leyes laborales y las políticas de cada empresa.

Por otro lado, El desahucio es la terminación de un contrato de trabajo por parte del empleador, ya sea por causas justificadas o sin causa. El mismo puede ser de dos tipos: desahucio por justa causa y desahucio por terminación del contrato. El primero es cuando el empleador tiene una causa justificada para despedir al trabajador, como faltas graves, incumplimiento de sus obligaciones, entre otros. El segundo es cuando el contrato de trabajo llega a su fin y el empleador decide no renovarlo, esto sucede cuando el contrato es temporal o por obra o labor.

Por lo cual es necesario determinar los recursos humanos que participaran en cada una de las etapas de la implementación de la propuesta, los sueldos base y el sueldo considerando todos los rubros mencionados, así como el costo por hora y por día de cada uno de los partícipes que se resumen en la **Tabla 41**:

**Tabla 41:***Costos por mano de obra empleada*

<b>Mano de obra</b>	<b>Sueldo base</b>	<b>Sueldo con rubros extra</b>	<b>Costo por hora</b>	<b>Costo por día</b>
<b>Director de generación</b>	\$ 3.000,00	\$ 4.065,50	\$ 25,41	\$ 203,27
<b>Auxiliar de generación</b>	\$ 1.500,00	\$ 2.051,50	\$ 12,82	\$ 102,58
<b>Técnico Fotovoltaico (FV)</b>	\$ 1.500,00	\$ 2.051,50	\$ 12,82	\$ 102,58
<b>Técnico soldador</b>	\$ 1.500,00	\$ 2.051,50	\$ 12,82	\$ 102,58
<b>Técnico electricista</b>	\$ 1.000,00	\$ 1.380,20	\$ 8,63	\$ 69,01
<b>Operador de la central</b>	\$ 700,00	\$ 977,40	\$ 6,11	\$ 48,87
<b>Mano de obra no calificada</b>	\$ 450,00	\$ 641,70	\$ 4,01	\$ 32,09

*Nota.* Elaborado a partir del **Anexo 6**, Elaboración propia.

### ***Costos de implementación***

Para determinar los costos totales de implementación se evaluará cada una de las actividades correspondiente al cronograma de implementación descrito en la **Figura 19**, determinando los recursos y costos correspondientes para cada una de ellas, mediante la información mostrada en la **Figura 21** sobre los materiales y equipos requeridos en el sistema fotovoltaico y los costos de la mano de obra mostrados en la **Tabla 41**. Además, de ello será necesario considerar las diversas cotizaciones por parte de varias empresas para recursos más específicos, como lo son: transporte de materiales, equipos y mano de obra, costo por alimentación y recursos empleados para la inducción y capacitaciones.

Según el detalle mostrado en la **Tabla 42** se observa que el costo de implementación de la propuesta será de \$206.617,92, considerando que: la inducción de la misma costará \$126,46, la adquisición de los materiales \$195.602,51, la preparación del lugar de instalación \$1.891,56, la instalación de los paneles solares \$440,90, la conexión a los sistemas de almacenamiento y control \$1.029,50, las pruebas y ajustes final del sistema fotovoltaico \$715,06, y por último la capacitación de los operadores un costo de \$6.811,93.

**Tabla 42:***Costos de implementación de la propuesta*

<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Recursos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Costes</b>
<b>Implementación de la propuesta</b>					<b>\$206.617,92</b>
<b>Inducción del proyecto a la alta dirección</b>					<b>\$126,46</b>
Desarrollo del material de presentación	Consta del desarrollo del material audiovisual necesario para presentar la propuesta a la alta dirección	5 días	Persona que realiza el material (autor)	Humano	-
			Computadora con acceso a internet	Material	-
Preparación para la inducción	Se trata de la preparación sobre la presentación de la propuesta a la alta dirección	2 días	Material de presentación	Material	-
			Persona que dará la inducción (autor)	Humano	-
Presentación a la alta dirección	Se refiere a la presentación de la propuesta al personal de la alta dirección del departamento de generación	2 horas	Director de generación	Humano	\$ 50,82
			Auxiliar de generación	Humano	\$ 25,64
			Persona que dará la inducción (autor)	Humano	-
			Material de presentación	Material	-
			Computadora con acceso a internet	Material	-
			Proyector y pantalla para proyección	Material	\$ 50,00
<b>Adquisición de materiales</b>					<b>\$195.602,51</b>
Compra de materiales y equipos necesarios	Hace referencia a la compra de cada uno de los materiales y equipos descritos en la <b>Figura 21</b>	5 días	Materiales y equipos descritos en la <b>Figura 21</b>	Material	\$ 194.915,00

<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Recursos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Costes</b>
Transporte de equipos y materiales hacia la instalación	Son las actividades de transporte de cada uno de los materiales hacia la instalación considerando el lugar de compra de los mismos, también se considera la carga y descarga	3 días	Camión grande de 5 toneladas con chofer profesional	Material y Humano	\$ 495,00
			2 mano de obra no calificada	Humano	\$ 192,51
<b>Preparación del lugar de instalación</b>					<b>\$1.891,56</b>
Evaluar orientación e inclinación adecuadas	Se refiere al estudio técnico sobre la ubicación exacta de los paneles solares, para determinar la orientación y ubicación adecuadas	1 día	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 102,58
Limpiar y preparar lugar de instalación	Personal necesario para limpiar y adecuar el lugar de la instalación	2 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 205,15
			2 mano de obra no calificada	Humano	\$ 128,34
Realizar modificaciones necesarias en el lugar	Se refiere a las modificaciones técnicas, geográficas y estructurales necesarias para la adecuación del lugar de instalación	5 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 512,88
			Mano de obra no calificada	Humano	\$ 160,43
			Técnico soldador	Humano	\$ 512,88
Colocar estructuras para la instalación	Hace referencia las actividades de colocación y sujeción de las estructuras sobre las cuales se montarán los paneles solares	2 días	Técnico soldador	Humano	\$ 205,15
			Mano de obra no calificada	Humano	\$ 64,17

<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Recursos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Costes</b>
<b>Instalación de sistema fotovoltaico</b>					<b>\$440,90</b>
Instalar paneles solares en la estructura preparada	Es la instalación de los paneles solares en las estructuras ya colocas y realizar los ajustes de inclinación y orientación correspondientes	2 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 205,15
			Mano de obra no calificada	Humano	\$ 64,17
Colocar y conectar componentes del sistema	Comprende la etapa de conexiones entre paneles solares según el diseño realizado y la ubicación de protecciones del mismo	1 día	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 102,58
			Electricista calificado	Humano	\$ 69,01
<b>Conexión a los sistemas de almacenamiento y control</b>					<b>\$1.029,50</b>
Ubicar y conectar sistema de almacenamiento	Ubicar, adecuar y conectar las baterías entre ellas según la configuración del diseño y conectarlo al sistema fotovoltaico	3 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 307,73
			Electricista calificado	Humano	\$ 207,02
Ubicar y conectar sistema de control	Ubicar, adecuar y conectar los sistemas de control según configuración del diseño y conectarlo al sistema fotovoltaico y banco de baterías	3 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 307,73
			Electricista calificado	Humano	\$ 207,02
<b>Pruebas y ajustes finales del sistema</b>					<b>\$ 715,06</b>
Pruebas de funcionamiento adecuado	Se refiere a las actividades de prueba fotovoltaica, para verificar que el sistema se encuentre funcionando bajo los parámetros esperados	3 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 307,73



<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tiempo</b>	<b>Recursos</b>	<b>Tipo</b>	<b>Costes</b>
Ajustes finales de optimización	En base a los resultados de las pruebas realizadas se debe ajustar el sistema fotovoltaico para mejorar el rendimiento del mismo	2 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 205,15
			Electricista calificado	Humano	\$ 138,02
			Mano de obra no calificada	Humano	\$ 64,17
<b>Capacitación de personal de operación</b>					<b>\$ 6811,93</b>
Preparación material de capacitación	Hace referencia a la preparación del material audiovisual para la capacitación de los trabajadores en la operación del sistema fotovoltaico	5 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico	Humano	\$ 512,88
			Computador con acceso a internet	Material	-
Realizar la capacitación del personal	Corresponde a las capacitaciones sobre el control y operación del sistema fotovoltaico	48 h totales	5 operadores de la central hidroeléctrica	Humano	\$ 1466,16
		2 h por 15 días	Especialista técnico en sistemas fotovoltaico (ponente)	Humano	\$ 205,15
Revisión de aprendizaje (periodo de prueba)	Comprende el periodo de prueba y refuerzo de los conocimientos adquiridos durante las capacitaciones con la asesoría de un especialista	15 días	5 operadores de la central hidroeléctrica	Humano	\$ 962,64
			Especialista técnico en sistemas fotovoltaico (ponente)	Humano	\$ 3665,10

*Nota.* En la tabla mostrada se detallan los costes por: los recursos necesarios para llevar a cabo cada una de las actividades necesarias para la implementación, los subtotales por cada recurso y etapa, así como el total del costo de implementación, Elaboración propia.

## CAPÍTULO IV

### Conclusiones y recomendaciones

#### Conclusiones

- Se realizó el levantamiento de la carga instalada en el servicio, identificando varios equipos y lámparas conectados a la red (ver **Tabla 11**). Corresponde a la potencia activa total instalada un valor de 31,7 kW, la potencia reactiva total 23,7 kVAR y la potencia aparente total 39,6 kVA (ver **Tabla 13**); donde el nivel de voltaje nominal que utiliza la carga corresponde a los valores de 110 y 220 V. Coincidiendo la potencia activa instalada con la capacidad requerida por la fuente de alimentación externa al Sistema Nacional Interconectado (SNI).
- Se evaluó la viabilidad técnica de las principales fuentes alternativas de energía renovable; solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, mediante la matriz de criterios ponderados de Holmes, en la misma se establecieron cuatro criterios de ponderación, siendo estos: ciencia y tecnología, situación geográfica, costo de implementación y aspectos propios del sector. Posteriormente a la evaluación detallada de cada alternativa con los criterios mencionados (ver **Tabla 28**) se determinó que la alternativa solar es la más viable con un valor de 0,37, en segundo lugar la hidroeléctrica con 0,31, después la eólica con 0,15, seguida por la geotérmica con 0,11 y por último la alternativa de generación por biomasa con 0,06.
- Se propuso un sistema de respaldo energético mediante un conjunto solar fotovoltaico con un costo de implementación de \$206.617,92 (ver **Tabla 42**), el mismo se conforma por tres arreglos solares cada uno con tres (3) hileras de paneles conectados en paralelo y dieciocho (18) conectados en serie (ver **Figura 18**) que generarán un máximo combinado de 194,78 kW-h/día para cubrir la demanda máxima analizada de

145,07 kW-h/día (ver **Tabla 16**), considerando un rendimiento mínimo del sistema del 75% en el mes de marzo (ver **Tabla 29**) abasteciendo el 100% de la demanda energética mensual bajo un régimen de aprovechamiento anual del 93,48% (ver **Tabla 37**) de la energía generada. Dicho sistema contará con un banco de baterías con la capacidad de 7700 A-h, que permitirá abastecer la energía necesaria para una autonomía de 2 horas necesarias para suplir la demanda energética de la instalación durante la etapa nocturna. Logrando disminuir la frecuencia de interrupción por kVA instalado (FMIK) un 48% y el tiempo de interrupción (TTIK) en un 11% de los valores actuales (ver **Tabla 39**).

## **Recomendaciones**

- Se recomienda manejar un documento digital con el fin de tener información actualizada con respecto al equipamiento eléctrico existente en la instalación y, cualquier variación en el mismo sea de conocimiento por parte de la alta directiva.
- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la evaluación de viabilidad técnica de las principales fuentes alternativas de energía renovable, se recomienda que se enfoque en el desarrollo e implementación de proyectos solares, ya que se ha determinado que es la alternativa más viable.
- Se recomienda realizar un monitoreo continuo y mantenimiento del sistema diseñado para asegurar su correcto funcionamiento y maximizar su rendimiento.
- Es recomendable que se trabaje en el motivo con mayor tiempo de interrupción, siendo este el mantenimiento de los equipos mediante la implementación de un plan de mantenimiento preventivo para mejorar la disponibilidad de los equipos de generación y disminuir el tiempo medio de interrupción por KVA instalado (TTIK).

## Bibliografía

- Alvarado, J. (2018). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica asilada*. Madrid: ETSII UPM.
- Amador, E. (1985). *Problemas resueltos y propuestos de Electrotécnia Básica*. Habana: Pueblo y Educación.
- Angos, R. (2021). *Determinación del costo nivelado de energía (LCOE) para distintos tipos de centrales de generación del Ecuador*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- ARCERNNR. (2021). *Regulación No. 002/20*.
- Buban, P. (1983). *Electricidad y electrónicas básicas conceptos y aplicaciones*. México D.F.: McGraw-Hill.
- CENACE. (2020). *Informe Anual*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- CENECE. (2021). *Informe Anual*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- Chasipanta, L. (2022). *Diseño y dimensionamiento de las redes de distribución eléctrica del Taller Automotriz "EM"*. Quito: Universidad Tecnológica Indoamérica.
- CONELC. (2011). *Regulación No. CONELC - 004/11*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- ELEPCO S.A. (2021). *Bitacora de Generación*.
- ELEPCO S.A. (2021). *Presentación: Rendición de cuentas*. Gobierno del encuentro.
- ELEPCO S.A. (2021). *Rendición de Cuentas Informe Ejecutivo*. Latacunga.
- ELEPCO S.A. (2022). *Plan general de negocios, expansión e inversión*. Latacunga.
- EMBER. (2022). *Global Electrify Review*.

- González, J., Pérez, R., Santos, A., & Gil, M. (2009). *Centrales de energías renovables generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Perason Educación S.A.
- INAMHI. (2015). *Anuario metereológico*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- Macías, R. (2018). *Análisis de las alternativas energéticas para el servicio eléctrico del Centro Histórico de la ciudad de Quito, y su incidencia en la eficiencia energética*. Quito: Universidad Tecnológica Indoamérica.
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Balance energético nacional*. Quito: Gobierno del Ecuador.
- Plaza, F. (2022). Fentes energéticas renovables en Ecuador. Perspectivas a futuro. *Polo del Conocimiento*, págs. 1382-1394.
- Potes, P. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en el bloque b de la Universidad Técnica de Cotopaxi*. Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi.
- Saborío, M. (2019). *Diseño de un sistema de respaldo energético con celdas fotovoltaicas para la reducción de la huella de carbono en la Planta Hidroeléctrica Platanar, San Carlos Costa Rica*. San Carlos: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- Suárez, A., Álvarez, A., Zambrano, E., & Cedeño, J. (2022). *Aprendamos a manejar residuos en los mercados municipales*. Quito: Universidad Tecnológica Indoamérica.
- Universidad Tecnológica Indoamérica. (2021). *Actualización de Líneas de Investigación*. Quito.
- Vásquez, C. (2022). *Dimensionamiento de un grupo electrógeno mediante la identificación de la carga eléctrica instalada en la planta de agua potable La Fortuna, en el cantón Shushufindi provincia de Sucumbíos*. Quito: Universidad Tecnológica Indoamérica.

# **ANEXOS**

## Anexo 1: Ficha técnica panel solar CSUN POLY 295-370

CONDICIÓN DE PRUEBA	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	60 CELDAS				72 CELDAS			
		STC (Standard Test Conditions)	Máxima Potencia - Pmax (Wp)	295	300	305	310	355	360
Voltaje a circuito abierto - Voc (V)	39.6		39.8	39.9	40.1	47.1	47.3	47.5	47.7
Corriente de cortocircuito - Isc (A)	9.54		9.60	9.72	9.82	9.57	9.67	9.76	9.85
Máximo voltaje de suministro - Vmpp (V)	32		32.2	32.4	32.6	38.4	38.6	38.8	39
Máximo amperaje de suministro - Imp (A)	9.22		9.31	9.42	9.51	9.24	9.33	9.41	9.49
Máxima eficiencia (%)	18.17		18.48	18.78	19.09	18.33	18.59	18.84	19.10

### MAXIMUM RATINGS

Operational temperature: -40 ... +85°C  
 Maximum system voltage: 1000 V  
 Maximum test load (front): +7000 Pa (713 kg/m<sup>2</sup>)<sup>\*</sup>  
 Maximum test load (rear): -4000 Pa (407 kg/m<sup>2</sup>)<sup>\*</sup>  
 Max series fuse rating: 25 A  
 Max reverse current: 25 A

<sup>\*</sup> See installation manual for mounting instructions.  
Design load = Test load / 1.5 (safety factor)

### TEMPERATURE RATINGS\*

Nominal Module Operating Temperature: 44.6°C (±2°C)  
 Temperature coefficient of P<sub>MAX</sub>: -0.34 %/°C  
 Temperature coefficient of V<sub>OC</sub>: -0.26 %/°C  
 Temperature coefficient of I<sub>SC</sub>: 0.04 %/°C

The temperature coefficients stated are linear values

### LOW LIGHT BEHAVIOUR

Typical low irradiance performance of module at STC:

100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000  
 Irradiance (W/m<sup>2</sup>)

Ref: PM-DS-07-28 Rev. A 02.21

Specifications subject to change without notice.



## Anexo 2: Ficha técnica inversor trifásico CHINT INGW 25000 TL3-S

Catálogo de inversores para instalaciones con conexión a red

**CHINT**

### INVERSORES TRIFÁSICOS

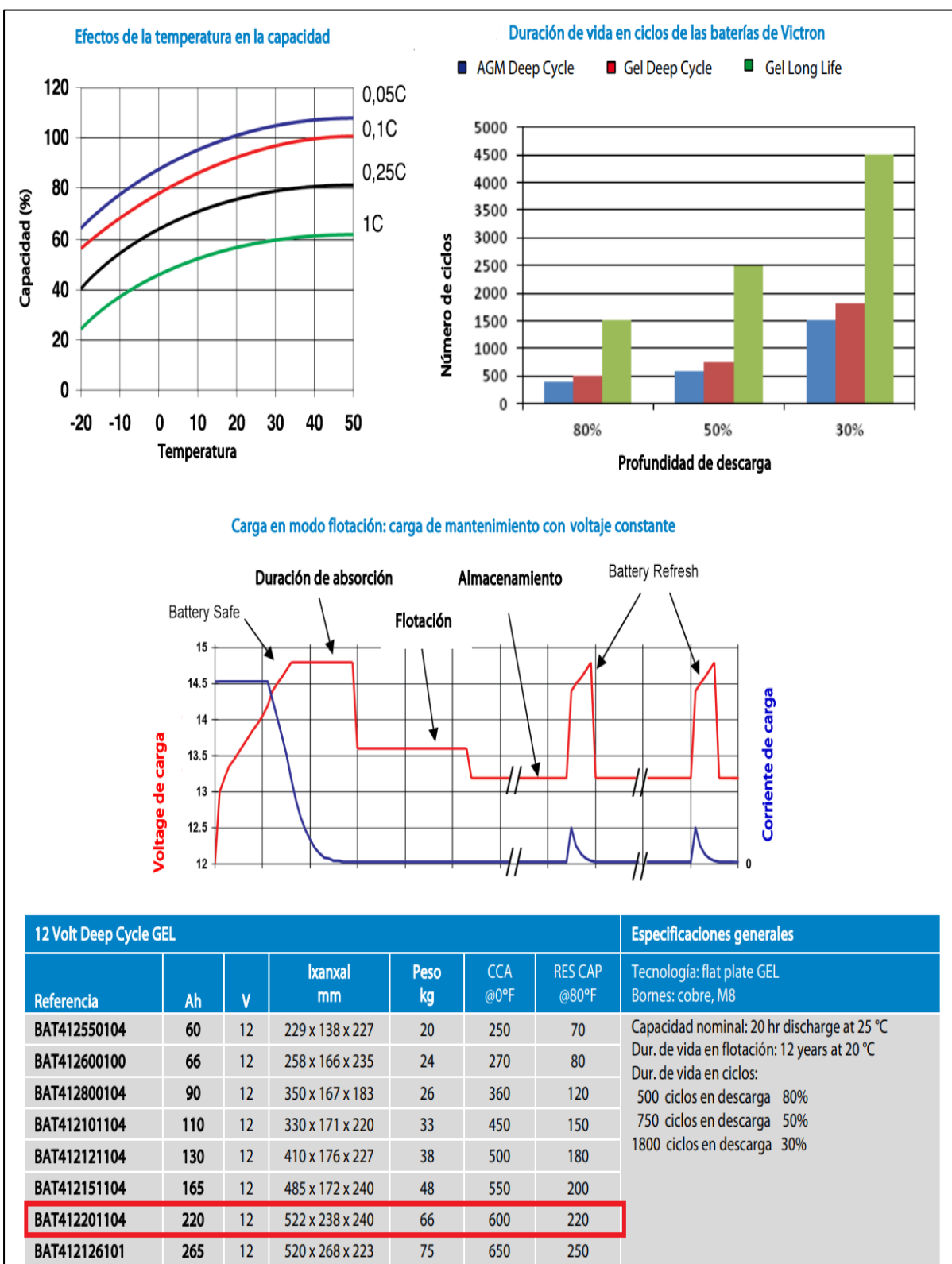
Serie INGW TL3-S



Datos Técnicos	INGW 17000TL3-S	INGW 20000TL3-S	INGW 25000TL3-S
<b>Entrada (DC)</b>			
Potencia máxima DC	21250 W	25000 W	31250 W
Tensión de entrada máxima	1000 V	1000 V	1000 V
Tensión de entrada de arranque	250 V	250 V	250 V
Rango de tensiones del sistema FV	200 V - 1000 V	200 V - 1000 V	200 V - 1000 V
Rango de tensiones MPPT	580 V	580 V	580 V
Tensión nominal DC	400 V - 800 V	400 V - 800 V	400 V - 800 V
Corriente de entrada máxima	37,5 A	37,5 A	37,5 A
Corriente de entrada máxima por string	12,5 A	12,5 A	12,5 A
Nº de seguidores MPPT / Strings por MPPT	2 / 3	2 / 3	2 / 3
<b>Salida (AC)</b>			
Potencia nominal	17000 W	20000 W	25000 W
Máxima potencia aparente en AC	18800 VA	22200 VA	27700 VA
Corriente de salida máxima	27,5 A	32,2 A	40,3 A
Tensión nominal AC	230 V / 400 V	230 V / 400 V	230 V / 400 V
Frecuencia de red AC (+/- 5 Hz)	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Rango de ajustes de cos phi	0,8 ind. - 0,8 cap.	0,8 ind. - 0,8 cap.	0,8 ind. - 0,8 cap.
Tasa de distorsión armónica (THD)	< 3%	< 3%	< 3%
Modo de conexión	Trifásico / N / PE	Trifásico / N / PE	Trifásico / N / PE
<b>Eficiencia</b>			
Eficiencia máxima	98,7 %	98,7 %	98,7 %
Eficiencia Euro	98,4 %	98,4 %	98,4 %
Eficiencia MPPT	99,5 %	99,5 %	99,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Seccionador DC	SI	SI	SI
Protección contra polaridad inversa DC	SI	SI	SI
Prot. sobretensiones transitorias - DC	Tipo II	Tipo II	Tipo II
Vigilancia de defecto a tierra	SI	SI	SI
Vigilancia de cortocircuito AC	SI	SI	SI
Prot. sobretensiones transitorias - AC	Tipo II	Tipo II	Tipo II
Protección de ramales por fusibles	SI	SI	SI
Monitorización de strings	SI	SI	SI
Protección Anti-PID	SI	SI	SI
<b>Datos Generales</b>			
Dimensiones (Ancho / Alto / Fondo) en mm	470 / 754 / 270 mm	470 / 754 / 270 mm	470 / 754 / 270 mm
Peso	48 kg	48 kg	48 kg
Rango de temperaturas de funcionamiento	-25°C hasta +60°C	-25°C hasta +60°C	-25°C hasta +60°C
Emisión de ruido	Limitación potencia desde 45°C ≤ 50 dB(A)	Limitación potencia desde 45°C ≤ 50 dB(A)	Limitación potencia desde 45°C ≤ 50 dB(A)
Autoconsumo (Noche)	< 1 W	< 1 W	< 1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Modo de refrigeración	Ventilador activo	Ventilador activo	Ventilador activo
Grado de protección IP	IP 65	IP 65	IP 65
Altitud	hasta 4000 m	hasta 4000 m	hasta 4000 m
Humedad relativa admisible	0 - 100 %	0 - 100 %	0 - 100 %
<b>Dotación</b>			
Pantalla	LED+LCD	LED+LCD	LED+LCD
RS232 / RS485	SI / SI	SI / SI	SI / SI
WiFi / LAN / GPRS / RF	Cada función es opcional	Cada función es opcional	Cada función es opcional
Garantía: 5 / 10 años	SI / Opcional	SI / Opcional	SI / Opcional
Certificados y acreditaciones			

CE, VDE-AR-HM105, VDE 0126-1-1, RD413/2014, RD1469/2011, CEI 0-21, VFR 2014, IEC 61727, IEC 62116, AS 4777, EN 50438, G83, CQC

### Anexo 3: Ficha técnica batería tipo gel VICTRON 220 A 12 V



## Anexo 4: Ficha técnica de inversor bidireccional 40 kW

Model	SUN-25K-SG01HP3 -EU-BM2	SUN-30K-SG01HP3 -EU-BM3	SUN-40K-SG01HP3 -EU-BM4	SUN-50K-SG01HP3 -EU-BM4
<b>Battery Input Data</b>				
Battery Type	Li-Ion			
Battery Voltage Range (V)	160~800			
Max. Charging Current (A)	50+50			
Max. Discharging Current (A)	50+50			
Number of battery input	2			
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS			
<b>PV String Input Data</b>				
Max. DC Input Power (W)	32500	39000	52000	65000
Max. DC Input Voltage (V)	1000			
Start-up Voltage (V)	180			
MPPT Range (V)	150-850			
Full Load DC Voltage Range (V)	450-850	360-850	360-850	450-850
Rated DC Input Voltage (V)	600			
PV Input Current (A)	36+36	36+36+36	36+36+36+36	
Max. PV I <sub>sc</sub> (A)	55+55	55+55+55	55+55+55+55	
No. of MPP Trackers	2	3	4	
No. of Strings per MPP Tracker	2			
<b>AC Output Data</b>				
Rated AC Output and UPS Power (W)	25000	30000	40000	50000
Max. AC Output Power (W)	27500	33000	44000	55000
AC Output Rated Current (A)	37.9/36.3	45.5/43.5	60.7/58	75.8/72.5
Max. AC Current (A)	50	60	70	83.3
Max. Continuous AC Passthrough (A)	150			
Peak Power (off grid)	1.5 time of rated power, 10 S			
Generator input/Smart load /AC couple current (A)	37.9 / 150 / 37.9	45.5 / 150 / 45.5	60.8 / 150 / 60.8	75.8 / 150 / 75.8
Power Factor	0.8 leading to 0.8 lagging			
Output Frequency and Voltage	50/60Hz; 3L/N/PE 220/380, 230/400Vac			
Grid Type	Three Phase			
DC injection current (mA)	<0.5%I <sub>n</sub>			
<b>Efficiency</b>				
Max. Efficiency	97.60%			
Euro Efficiency	97.00%			
MPPT Efficiency	99.90%			
<b>Protection</b>				
Integrated	PV Input Lightning Protection, Anti-islanding Protection, PV String Input Reverse Polarity Protection, Insulation Resistor Detection, Residual Current Monitoring Unit, Output Over Current Protection, Output Shorted Protection, Surge protection			
Output Over Voltage Protection	DC Type II/AC Type III			
<b>Certifications and Standards</b>				
Grid Regulation	EN50549, AS4777.2:2015, VDE0126-1-1, IEC61727, VDEN4105-2018, G99			
Safety EMC / Standard	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2			
<b>General Data</b>				
Operating Temperature Range (°C)	-40~60°C, >45°C derating			
Cooling	Smart cooling			
Noise (dB)	<45 dB			
Communication with BMS	RS485; CAN			
Weight (kg)	75			
Size (mm)	527W×894H×294D			
Protection Degree	IP65			
Installation Style	Wall-mounted			
Warranty	5 years			

## Anexo 5: Ficha técnica contador bidireccional

### Contadores de energía EMDX<sup>3</sup>

#### montaje en perfil

#### Características técnicas

Conforme a la norma IEC 61557-12  
 Precisión de energía activa: Clase 1 (EN 62053-21)  
 Clase B (EN 50470-1,3) - para versión MID  
 Precisión de energía reactiva: Clase 2 (EN 62053-23)

#### Contadores monofásicos:

Tensión de referencia Un: 230 V-240 V  
 Frecuencia de referencia: 50-60 Hz

#### Ref. 0 046 70, 4 120 68/69

Pantalla LCD: 7 dígitos  
 Resolución: 0,1 kWh  
 Indicación máxima: 99999,9 kWh

#### Ref. 4 120 80/81/82/83

Pantalla gráfica LCD: 9 dígitos  
 Resolución: 0,01 kWh  
 Indicación máxima: 999999,99 kWh

#### Contadores trifásicos:

Tensión de referencia Un: monofásica 230 V-240 V  
 trifásica 230 (400) - 240 (415) V

Frecuencia de referencia: 50-60 Hz

#### Ref. 4 120 40/41/42/43/91/92/93

Pantalla gráfica LCD: 9 dígitos  
 Resolución: 0,01 kWh  
 Indicación máxima: 999999,99 kWh

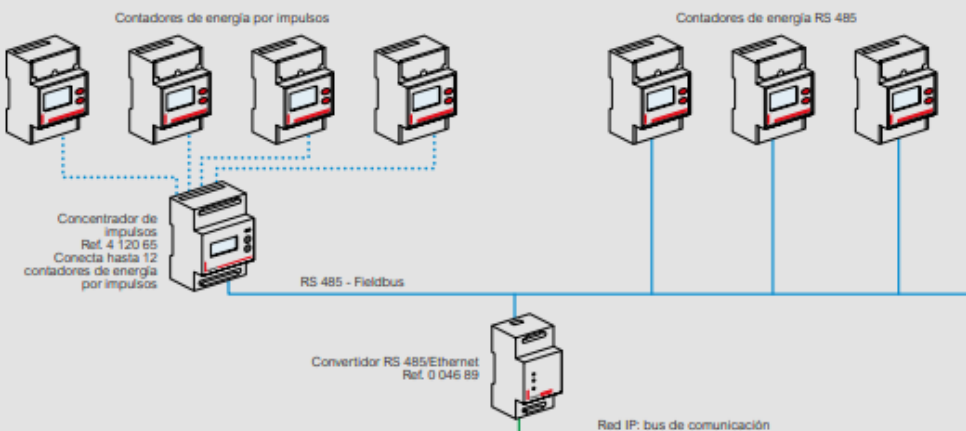
#### Ref. 4 120 74/75

Pantalla LCD: 8 dígitos  
 Resolución: 0,01 kWh  
 Indicación máxima: 99999,99 kWh

Ref.	0 046 70	4 120 68	4 120 69	4 120 80	4 120 81	4 120 82	4 120 83	4 120 90	4 120 91	4 120 92	4 120 93	4 120 74	4 120 75	4 120 40	4 120 41	4 120 42	4 120 43			
Tipo	Monofásico								Trifásico											
Conexión	Conexión directa																Conexión TI			
Número de módulos	1	1	1	2	2	2	2	4	4	4	4	6	6	4	4	4	4			
Corriente máxima (A)	32	45	45	63	63	63	63	63	63	63	63	125	125	5 (TC)	5 (TC)	5 (TC)	5 (TC)			
Energía	Energía activa total	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Energía reactiva total		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Energía activa parcial (reinicio)				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Energía reactiva parcial (reinicio)				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
Medida bidireccional de energía	Ea + y Ea-por tarifa				●	●	●	●	●	●	●			●	●	●	●			
	Potencia activa		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Potencia reactiva		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Potencia aparente		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Valor de potencia activa media máx.		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
Valores eléctricos	Corriente		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Tensión		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Frecuencia		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Factor de potencia		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
Doble tarifa					●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●				
Entrada por pulsos					○	○	○	○	○	○	○			○	○	○				
Diagnóstico de conexión					●	●	●	●	●	●	●			●	●	●				
Tiempo de uso	Total				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Por tarifa				●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
Comunicación	Salida por pulsos	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
	Modbus RS 485		●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			
Certificación			●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●			

● Función integrada  
 ○ Doble tarifa ó entrada por pulsos

#### Interfaz con red de comunicación IP



Para contadores de conexión directa, si están conectados a través de transformadores, la resolución y la indicación máxima dependen de las relaciones de transformación de estos transformadores

## Anexo 6: Cálculo de costos de mano de obra

RUBRO\EMPLEADO	Director generación	Auxiliar de generación	Técnico FV	Soldador	Eléctricista	Operador	No calificada	TOTAL
Salario Mínimo Vital (2023)	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Sueldo	3000,0	1500,0	1500,0	1500,0	1000,0	700,0	450,0	9650,0
IESS Patronal (11,35%)	340,5	170,3	170,3	170,3	113,5	79,5	51,1	1095,3
13	250,0	125,0	125,0	125,0	83,3	58,3	37,5	804,2
14	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	37,5	262,5
FR	250,0	125,0	125,0	125,0	83,3	58,3	37,5	804,2
Vacaciones	125,0	62,5	62,5	62,5	41,7	29,2	18,8	402,1
Desahucio	62,5	31,3	31,3	31,3	20,8	14,6	9,4	201,0
Total Mensual	4065,5	2051,5	2051,5	2051,5	1380,2	977,4	641,7	13219,2
Incremento	35,52%	36,77%	36,77%	36,77%	38,02%	39,62%	42,60%	
Personal	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,0	2,0	
Total	4065,5	2051,5	2051,5	2051,5	1380,2	4886,8	1283,4	17770,4
Horas mes	160	160	160	160	160	160	160	
Costo Minuto	0,423	0,214	0,214	0,214	0,144	0,102	0,067	
Costo Hora	25,409	12,822	12,822	12,822	8,626	6,109	4,011	
Costo hora extra 50%	38,114	19,233	19,233	19,233	12,939	9,163	6,016	
Costo hora extra 100%	50,819	25,644	25,644	25,644	17,252	12,217	8,021	
Costo Día	203,275	102,575	102,575	102,575	69,008	48,868	32,085	

## Anexo 7: Dimensiones y porcentajes de áreas de tuberías

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 <sup>2</sup>	in <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in <sup>2</sup>
1	12.7	193.56	0.30	103.23	0.16	58.07	0.09	83.87	0.13	77.42	0.12
$\frac{2}{3}$	19.0	341.95	0.53	180.65	0.28	123.23	0.16	148.39	0.23	135.49	0.21
$\frac{1}{4}$	25.4	554.87	0.86	296.79	0.46	174.20	0.27	238.72	0.37	219.37	0.34
$1\frac{1}{4}$	31.8	967.79	1.50	516.16	0.80	303.24	0.47	419.38	0.65	387.11	0.60
$1\frac{1}{2}$	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 8:** *Valores normalizados de corriente de operación de fusibles y 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 9: Corriente permisible de conductores de cobre*

<i>Sección transversal de conductor</i>		<i>Tipos de aislamientos:</i>
<i>mm<sup>2</sup></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>
		<b>ampere</b>
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
<del>52.4</del>	(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 10:** Factor de corrección de temperatura para conductores de cobre y aluminio

<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Factor de corrección de temperatura (F.T.)</i>
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 por número de conductores

<i>Número de conductores a través de una misma tubería</i>	<i>F. C.</i>
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