

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA
MEDIANTE TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN LA ZONA AISLADA
QUINCEMIL-CUSCO 2019**

PRESENTADO POR:

Br. ADRIAN TEOFILO VENEGAS VERGARA

Br. MARCO ANTONIO NUÑEZ MALAGA

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

M.Sc. WILBERT JULIO LOAIZA CUBA

**CUSCO – PERÚ
2025**



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

ANEXO 1 INFORME DE SIMILITUD

El que suscribe, el Asesor WILBERT JULIO LOAIZA CUBA, quien aplica el software de detección de similitud al trabajo de investigación/tesis titulada: OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA MEDIANTE TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN LA ZONA AISLADA GUINCEMIL - CUSCO 2019 presentado por: ADRIAN TEOFILO VENEZAS VERGARA con DNI Nro.: 23950652 presentado por: MARCO ANTONIO NUÑEZ MALAGA con DNI Nro.: 47779321 para optar el Título Profesional/ Grado Académico de INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 02 veces, mediante el software similitud, conforme al Artículo 6° del Reglamento para Uso del Sistema de Detección de Similitud en la UNSAAC y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 6 % de similitud.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	<input checked="" type="checkbox"/>
Del 11 al 30%	Devolver al usuario para las subsanaciones.	<input type="checkbox"/>
Mayores a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a ley.	<input type="checkbox"/>

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** la primera página del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 16 de enero de 2026


Firma
Post firma: WILBERT JULIO LOAIZA CUBA
Nro. de DNI: 23829491

ORCID del Asesor: 0000-0003-3901-3178

Se adjunta:

1. Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Detección de Similitud:
27259:546403489

ADRIAN_MARCO VENEGAS_NUÑEZ

OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA MEDIANTE TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN LA ZONA AISLA...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:546403489

Fecha de entrega

15 ene 2026, 9:14 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

15 ene 2026, 9:29 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

Tesis Adrian_Marco 22_12_2025 para Turnitin.docx

Tamaño del archivo

20.0 MB

222 páginas

41.527 palabras

236.671 caracteres




6% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)
- Fuentes de Internet

Fuentes principales

- 0%  Fuentes de Internet
- 3%  Publicaciones
- 5%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo **“OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA MEDIANTE TECNOLOGÍAS RENOVABLES EN LA ZONA AISLADA QUINCEMIL-CUSCO 2019”**, se realizó un estudio de confiabilidad de los sistemas de GD en la provincia de Quispicanchis.

Los sistemas de Generación Eléctrica Distribuida representan una alternativa de solución para la electrificación en lugares donde no se cuenta con redes eléctricas convencionales, en este caso la electrificación rural en la zona de Quincemil.

En esta contribución se presenta una propuesta innovadora de planificación para que las previsiones futuras de la Generación Distribuida (GD) en materia de inversiones promuevan la interconexión y la remediación de los inconvenientes que afectan con persistencia a localizaciones cuyos indicadores de calidad (SAIFI y SAIDI) revelan diferencias significativas respecto de los valores globales.

La metodología propuesta se diferencia de otros estudios porque con ese objeto se utilizarán vinculaciones entre los sistemas de distribución y los sistemas de generación distribuida (GD).

Es en términos económicos que se estudia además del negocio de servicios tradicional, la posibilidad de aplicar en el futuro para la zona en estudio, el valor actual neto social (VANS) ya utilizado por el Banco Mundial para países como Bolivia y en las zonas de escasos recursos del noroeste andino y para evaluar los proyectos que presentan vinculaciones entre la red de las distribuidoras y el GD con energías renovables.

Se concluye en la propuesta que el beneficio de introducir el sistema de interconexión con el sistema de GD será para la reducción de la energía no suministrada total del sistema.

AGRADECIMIENTO

A nuestros docentes

“Sus consejos fueron determinantes, sus conocimientos implacables y precisos, a ustedes nuestros docentes queridos, les debemos todo lo aprendido. Gracias por su paciencia, por compartir sus conocimientos, por su dedicación.”

A nuestros padres

“Ustedes han sido siempre el motor que impulsan nuestros sueños y esperanzas, quienes estuvieron siempre a nuestro lado en los días y noches más difíciles durante las horas de estudio. Siempre han sido nuestros mejores guías.

Gracias por ser quienes son y por creer en nosotros”

DEDICATORIA

El presente trabajo investigación lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y darnos fuerza para continuar en este proceso de obtener el título universitario siendo este uno de los anhelos más deseados.

A nuestros padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirnos en lo que somos. Ha sido el orgullo y el privilegio de ser sus hijos, son los mejores padres.

INDICE

PRESENTACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABLAS	XII
RESUMEN	XV
ABSTRACT.....	XVI
INTRODUCCIÓN	XVII
CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES	20
1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO	20
1.2. PROBLEMA	20
1.2.1. Planteamiento del Problema	20
1.2.2. Formulación del Problema.....	22
1.3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	23
1.3.1. Justificación técnica.....	23
1.3.2. Justificación social.....	23
1.3.3. Justificación económica y ambiental	24
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	24
1.4.1. Objetivo General.....	24
1.4.2. Objetivos Específicos	24
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	25
1.5.1. Alcances.....	25
1.5.2. Limitaciones	25
1.6. HIPÓTESIS.....	26
1.6.1. Hipotesis Especificos.....	26
1.7. VARIABLES E INDICADORES	26
1.8. Metodología de la investigación	27
1.8.1. Método de la investigación.....	27
1.8.2. Tipo de la investigación.....	28
1.8.3. Nivel de la investigación	28
1.8.4. Diseño de la investigación.....	28
1.9. POBLACIÓN DE ESTUDIO	29
1.10. MUESTRA.....	29
1.11. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	29
1.11.1. Técnicas de recolección de datos	29
1.11.2. Instrumentos de recolección de datos	30

1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	30
CAPÍTULO II MARCO TEORICO Y REFERENCIAL	32
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	32
2.1.1. Antecedentes Internacionales	32
2.1.2. Antecedentes Nacionales	33
2.2. BASES TEÓRICAS	35
2.2.1. Aspectos Teóricos Pertinentes	35
2.3. TEORÍAS	37
2.3.1. Demanda	37
2.3.2. Mercado	37
2.3.3. Administración	37
2.3.4. Gestión	38
2.4. MARCO CONCEPTUAL	39
2.4.1. Generalidades sobre la generación Distribuida (GD)	39
2.4. GRADO DE COMPETITIVIDAD DE LA GENERACION DISTRIBUIDA	41
2.4.1. Del sector eléctrico tradicional a una nueva concepción con GD	44
2.5. DATOS DE LA CARGA	54
2.6. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PROPUESTAS	58
2.7. RED DE DISTRIBUCIÓN	60
2.8. CARACTERÍSTICAS, COSTOS Y APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	61
2.8.1. Tecnologías emergentes en máquinas de combustión	63
2.8.2. Energía solar	64
2.8.3. Energía eólica	68
2.8.4. Mini hidro	75
2.8.5. Celdas de combustible	85
2.8.6. Almacenamiento y administración de energía	88
2.8.7. Ultracapacitores	89
2.8.8. Volantes de inercia	90
2.8.9. Superconductores magnéticos para almacenamiento de energía	92
2.8.10. Baterías para almacenamiento de energía	93
2.8.11. Interconexión en generación distribuida	95
2.8.12. Consideraciones técnico-económicas de la generación distribuida y opiniones de clientes	97
2.9. Programación Lineal	99
2.9.1. Formulación general del modelo de programación lineal	99
2.9.2. Programación lineal entera	100

2.9.3. Algoritmo Branch and Bound (B&B)	100
2.9.4. Aplicación del modelo al esquema de generación distribuida	101
CAPÍTULO III DIAGNÓSTICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE QUINCEMIL	102
3.1. FISIOGRAFÍA	103
3.2. TOPOGRAFÍA.....	104
3.3. ELEMENTOS CLIMATOLÓGICOS Y ECOLOGÍA	104
3.3.1. Generalidades	104
3.3.2. Temperatura.....	105
3.3.3. Precipitación Pluvial.....	109
3.3.4. Humedad Relativa	112
3.3.5. Evapotranspiración Potencial	113
3.3.6. Vegetación.....	114
3.3.7. Uso actual y potencial de la tierra	115
3.4. HIDROLOGÍA DE LA CUENCA.....	115
3.4.1. Generalidades	115
3.4.2. Objetivos del estudio de la hidrología de la cuenca	115
3.4.3. Características principales de los afluentes del rio araza	116
3.4.4. Estimacion del escurrimiento anual.....	117
3.4.5. Balance hidrico de la estacion quincemil	119
3.4.6. Balance hídrológico para la microcuenca del rio araza.....	122
3.5. AFOROS E HISTORIA DE LOS RECURSOS HÍDRICOS	126
3.5.1. Aforos	126
3.5.2. Medición directa del caudal.....	126
3.5.3. Determinacion del caudal de diseño.....	131
3.6. DETERMINACION DEL CAUDAL ECOLOGICO	138
3.6.1. Método Montana.....	138
3.7. MEDIDA DEL SALTO Y DETERMINACION DEL SALTO UTIL	139
3.7.1. Salto Bruto (Hb):	141
3.7.2. Salto Útil (Hu):	141
3.7.3. Salto Neto (Hn):.....	141
3.7.4. Perdidas de carga (Hp o ΔH)	143
3.8. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA	143
3.9. EL SISTEMA GENERACIÓN	147
3.9.1. Generalidades	147
3.9.2. Características Constructivas.....	148
3.9.3. Frecuencia de la máquina síncrona.....	149

3.10. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO DE 8 POLOS	150
3.10.1. Reacción de armadura en el generador síncrono	154
3.10.2. Operación de la máquina síncrona como generador	155
3.10.3. Determinación de potencia del generador	159
3.10.4. Corriente nominal del generador	161
3.10.5. Excitación de campo en el alternador	162
3.10.6. Sistema de Excitación	163
3.11. REGULACIÓN DE TENSION AVR	165
3.11.1. Función del AVR y Control de la Corriente de Excitación (IEXT)	165
3.11.2. Principio de Operación	166
3.11.3. Calibración	168
3.12. SISTEMAS DE PROTECCIÓN	169
3.12.1. Generalidades sobre la influencia de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección	169
3.12.2. Esquemas de protección para pequeños generadores de generación distribuida.	175
3.12.3. Algunas consideraciones sobre ajustes de las protecciones	177
CAPÍTULO IV RESULTADOS	179
4.1. DETERMINACION Y EJECUCIÓN DEL PROYECTO	179
4.1.1. Aproximación Probabilística Para La Localización De Subestaciones De Distribución De Sistemas De Potencia	180
4.1.2. Programación Lineal	182
4.2. PROPUESTA DE SELECCIÓN ÓPTIMA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD Y TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	184
4.3. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO	185
4.3.1. Costo de las pérdidas en Z_1	186
4.3.2. Coeficientes del costo de pérdidas	187
4.3.3. Linealización de las pérdidas	187
4.3.4. Costo de inversión de Z_2	188
4.3.5. Costos de las tecnologías de generación distribuida (Z_3)	189
4.4. SISTEMA DE RESTRICCIONES	190
4.4.1. Balance De Potencia	190
4.4.2. Límite Del Flujo De Potencia Y Condición De Radialidad	191
4.4.3. Condición De Radialidad	192
4.4.4. Selección De Capacidades	192
4.4.5. Límite De Tecnologías Subcargadas	193
4.4.6. Límite De Tecnologías Sobrecargadas	194
4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	194

4.5.1. Localización De La Generación Distribuida Y Subestación	195
4.5.2. Optimización De La Red De Distribución, Capacidad Y Tecnología De Generación Distribuida	196
4.5.3. Optimización De La Capacidad Y Tecnología De La Generación Distribuida Vs. Optimización Del Nivel De Tensión Y Capacidad De La Subestación	205
4.5.4. Propuesta de la Incorporacion de La Mini Central al Sistema de Distribucion ..	206
4.5.5. Estudio De Operación.....	206
4.5.6. Estudio Del Impacto Ambiental	225
4.6. DISEÑO ECONÓMICO	227
4.6.1. Función objetivo económica.....	228
4.6.2. Costo de pérdidas técnicas en líneas (Z1)	228
4.6.3. Costo de inversión en líneas de distribución (Z2).....	229
4.6.4. Costo de generación distribuida (Z3).....	229
CONCLUSIONES	231
SUGERENCIAS	233
BIBLIOGRAFÍA	234

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Concepción tradicional de la industria eléctrica.....	45
Figura 2 La nueva concepción de la industria eléctrica.....	47
Figura 3 Diagrama de carga típico de la zona.....	54
Figura 4 Regiones óptimas para la localización de generación distribuida.....	57
Figura 5 Tecnologías de GD.....	58
Figura 6 Localidad de Quincemil.....	103
Figura 7 Variación de la precipitación.....	111
Figura 8 Humedad relativa.....	113
Figura 9 Evapotranspiración potencial.....	114
Figura 10 Sistema de Drenaje del Río Araza.....	116
Figura 11 Balance Hídrico de la Estación Quincemil.....	119
Figura 12 Esquema de la micro Cuenca de Río Araza.....	122
Figura 13 Cálculo del caudal teórico.....	124
Figura 14 Determinación de caudales a partir del área y la velocidad media.....	129
Figura 15 Determinación de sección de control Río Araza.....	130
Figura 16 Determinación de sección de control Río Araza.....	131
Figura 17 Frecuencia de caudales.....	136
Figura 18 Frecuencia de caudales.....	137
Figura 19 Perfil del río Araza.....	140
Figura 20 Máquina de polos salientes.....	152
Figura 21 Diagrama Fasorial.....	153
Figura 22 Reacción de armadura.....	155
Figura 23 Comportamiento de la f.e.m. inducida en función de la excitación para velocidad constante.....	158
Figura 24 Esquema del sistema de excitación del generador del tipo autoexcitado.....	163
Figura 25 Diagrama de bloques de un avr electrónico.....	167
Figura 26 Conexión de un AVR a un alternador.....	168
Figura 27 Conexión del generador por la red secundaria.....	171
Figura 28 Conexión del generador en el primario.....	172
Figura 29 Conexión de la protección.....	173
Figura 30 Esquema típico de voltaje y frecuencia.....	176

Figura 31 Localización de la G.D	196
Figura 32 Procedimiento gráfico para el planteamiento de la Función Objetivo	197
Figura 33 Primer escenario: operación del generador aislado 2020	212
Figura 34 Segundo escenario: alimentado por el SEIN para el año 2019	216
Figura 35 Tercer escenario: alimentado por el generador y el SEIN, 2019.....	222

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro de Operacionalización de Variables.....	27
Tabla 2 Ubicación de las cargas en la localidad de Quicemil.....	55
Tabla 3 Potencia horaria de las cargas	56
Tabla 4 Componente tecnológicos (I).....	62
Tabla 5 Componentes tecnológicos (II).....	62
Tabla 6 Eficiencias típicas y máximas de celdas fotovoltaicas (STC)	66
Tabla 7 Índice de precios de sistemas comerciales solares FV	67
Tabla 8 Algunas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	67
Tabla 9 Clasificación de instalaciones hidroeléctricas de pequeña escala	78
Tabla 10 Tipos de turbinas en aplicaciones mini-hidro	78
Tabla 11 Componentes básicos de una microturbina	81
Tabla 12 Parámetros de desempeño de tipos de microturbina a condiciones ISO	83
Tabla 13 Modos de almacenamiento de energía.....	88
Tabla 14 Configuraciones de interfases en GD-RED	96
Tabla 15 Temperatura mínima media mensual (°C)	106
Tabla 16 Temperatura máxima media mensual (°C)	107
Tabla 17 Temperatura media mensual (°C)	108
Tabla 18 Precipitación total (mm)	109
Tabla 19 Precipitaciones Promedio (2005-2019) en el Área de Estudio	111
Tabla 20 Oferta de Agua en la Estación Quicemil	121
Tabla 21 Resumen de caudales del río Araza	134
Tabla 22 Frecuencia de caudales	135
Tabla 23 Determinación de caudales ecológicos por método Montana	138
Tabla 24 Caudales considerados en el estudio.....	139
Tabla 25 Parámetros para selección de la turbina.....	146
Tabla 26 Clasificación de turbinas según velocidad específica y caudal específico	146
Tabla 27 Características de la turbina Francis lenta	147
Tabla 28 Frecuencia de la Máquina	150
Tabla 29 Funciones de la protección	174
Tabla 30 Protecciones a emplear según el tamaño del generador	177
Tabla 31 Requerimientos típicos	177

Tabla 32 Localización de la Generación Distribuida en coordenadas (x, y)	195
Tabla 33 Costo de las pérdidas	199
Tabla 34 Cálculo de los coeficientes del costo de pérdidas.....	200
Tabla 35 GD Según la Tecnología empleada	200
Tabla 36 Disponibilidad de la GD Según la Tecnología empleada	201
Tabla 37 Sobrecarga de la GD Según la Tecnología empleada.....	203
Tabla 38 Perfil de tensiones.....	213
Tabla 39 Flujo de potencia.....	214
Tabla 40 Perfil de tensiones segundo escenario	218
Tabla 41 Flujo de potencia segundo escenario	218
Tabla 42 Perfil de tensiones tercer escenario.....	223
Tabla 43 Flujo de potencia tercer escenario	224
Tabla 44 Perfil de tensiones tercer escenario.....	225

ABREVIATURAS

IEEE	: Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónicos
SFV	: Sistema Fotovoltaico
MEM	: Ministerio de Energía y Minas
OREDA	: Offshore and Onshore Reliability Data
MTTF	: Tiempo medio de falla
MTFF	: Tiempo medio a la Primera falla
MTBF	: Mean Time Between Failures
MDT	: Mean Down Time
MTSR	: Mean Time to Start Repairing
MTTR	: Mean Time To Repair
MUT	: Mean Up Time
FMEA	: Análisis de Modos de falla y sus Efectos
RCM	: Mantenimiento Centrado en Fiabilidad
SAE	: Sociedad de Ingenieros de la industria automovilística
SFA	: Sistema Fotovoltaico Autónomo
SFCR	: Sistema Fotovoltaico Conectado a Red
DGE	: Dirección General de Electricidad
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico
INEI	: Instituto Nacional de Estadística e Informática
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
ELSE	: Electro Sur Este
AWG	: American Wire Gauge
LVD	: Low-voltage differential
SLI	: Starting, lighting and ignition
VRLA	: Valve regulated lead acid battery

RESUMEN

El estudio titulado “Optimización de generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables en la zona aislada Quincemil-Cusco 2019” aborda la problemática de la electrificación rural en sectores que carecen de acceso a redes convencionales. La investigación se centra en la provincia de Quispicanchis, evaluando la confiabilidad de los sistemas de Generación Distribuida (GD) como una alternativa viable para mitigar las deficiencias del servicio energético en zonas remotas.

La propuesta presenta una planificación innovadora para orientar las inversiones futuras hacia la interconexión y la mejora de la calidad del servicio. Un aspecto distintivo de la metodología es el enfoque en los indicadores SAIFI y SAIDI, los cuales revelan brechas críticas de calidad en Quincemil frente a los estándares globales. Para resolver esto, se propone una vinculación técnica entre los sistemas de distribución y las unidades de GD.

Desde la perspectiva económica, el trabajo introduce el uso del Valor Actual Neto Social (VANS), una métrica empleada por el Banco Mundial para proyectos en regiones andinas de escasos recursos, permitiendo evaluar la viabilidad de integrar energías renovables bajo criterios de beneficio social. Se concluye que la implementación de este sistema de interconexión con GD es fundamental para reducir la energía no suministrada, garantizando un suministro más estable y eficiente para la comunidad local.

Palabras clave: Optimización, Renovables, Quincemil, Confiabilidad.

ABSTRACT

The study titled "Optimization of distributed power generation through renewable technologies in the isolated area of Quincemil-Cusco 2019" addresses the issue of rural electrification in sectors that lack access to conventional grids. The research focuses on the province of Quispicanchis, evaluating the reliability of Distributed Generation (DG) systems as a viable alternative to mitigate energy service deficiencies in remote areas.

The proposal presents innovative planning to guide future investments toward interconnection and the improvement of service quality. A distinctive aspect of the methodology is the focus on SAIFI and SAIDI indicators, which reveal critical quality gaps in Quincemil compared to global standards. To resolve this, a technical link between distribution systems and DG units is proposed.

From an economic perspective, the work introduces the use of the Social Net Present Value (SNPV), a metric employed by the World Bank for projects in low-income Andean regions, allowing the evaluation of the feasibility of integrating renewable energies under social benefit criteria. It is concluded that the implementation of this interconnection system with DG is essential to reduce non-supplied energy, guaranteeing a more stable and efficient supply for the local community.

Keywords: Optimization, Renewables, Quincemil, Reliability.

INTRODUCCIÓN

Esta tesis tiene como propósito principal evaluar y dimensionar el uso de la Generación Distribuida (GD) basada en fuentes renovables como alternativa de abastecimiento eléctrico en zonas rurales del Perú. El estudio se focaliza en Quincemil (provincia de Quispicanchi, Cusco) y zonas aledañas, donde existe suministro mediante el alimentador Mazuco04, pero en el ámbito específico de análisis no se dispone de redes de baja tensión, lo que limita el acceso directo de comunidades rurales al servicio eléctrico. La evaluación del recurso natural se sustenta en registros oficiales de la estación meteorológica de Quincemil (SENAMHI, 2005-2019), donde la temperatura media mensual oscila entre 15.2 °C y 20.7 °C, y el balance hídrico reporta una precipitación media anual de 6760.41 mm y una evapotranspiración potencial anual (ETP) de 1089.86 mm/año, sin déficit hídrico durante el año. Asimismo, el planteamiento técnico del estudio se orienta al abastecimiento de 10 cargas seleccionadas mediante un esquema de dimensionamiento y localización de tecnologías renovables.

Este enfoque se encuentra respaldado por el marco legal vigente en el país. El Decreto Legislativo N.º 1221 reconoce el derecho de los usuarios del servicio eléctrico a generar energía para su propio consumo mediante fuentes renovables o sistemas de cogeneración, así como a inyectar excedentes a la red de distribución, bajo condiciones técnicas y regulatorias establecidas por la autoridad competente. Este marco normativo sustenta la viabilidad legal del análisis de esquemas de generación distribuida, como el desarrollado en la presente investigación.

Asimismo, la Resolución Ministerial N.º 439-2024-MINEM/DM establece lineamientos y disposiciones para el desarrollo de un reglamento específico de la Generación Distribuida en el país, definiendo criterios técnicos y comerciales que orientan su integración al sistema eléctrico nacional. En el contexto de este estudio, dicha resolución proporciona el sustento normativo para la evaluación técnica y el dimensionamiento de sistemas de generación

distribuida, permitiendo analizar escenarios compatibles con la regulación vigente, sin considerar su implementación física.

En este marco, la investigación se orienta a la evaluación técnica y cuantitativa del potencial de la Generación Distribuida en el distrito de Quincemil, a partir del análisis de recursos energéticos renovables y parámetros eléctricos, con el propósito de generar información técnica que pueda servir como referencia para estudios futuros y procesos de planificación energética en zonas rurales, sin desarrollar prototipos ni experiencias piloto.

La investigación se desarrolla en cuatro capítulos, organizados de manera secuencial para abordar el análisis técnico de la Generación Distribuida en el distrito de Quincemil, región Cusco.

El Capítulo I presenta el planteamiento del problema, en el cual se describe la situación actual del acceso al servicio eléctrico en zonas rurales del ámbito de estudio, así como la formulación del problema general y los problemas específicos. Asimismo, se establecen los objetivos de la investigación, los cuales orientan el estudio hacia la evaluación técnica y cuantitativa de la Generación Distribuida basada en fuentes renovables.

El Capítulo II desarrolla el marco teórico y conceptual, donde se abordan los fundamentos técnicos de la Generación Distribuida, las energías renovables y los sistemas eléctricos descentralizados. Además, se incluye una revisión de experiencias y estudios previos relevantes, lo que permite contextualizar el enfoque metodológico del estudio y sustentar teóricamente el análisis realizado.

El Capítulo III está orientado al diagnóstico energético del distrito de Quincemil, a partir del análisis de información climática, hidrológica y eléctrica disponible. En este capítulo se caracteriza el potencial de los recursos energéticos renovables y se evalúan escenarios técnicos de Generación Distribuida, proporcionando resultados cuantitativos que sustentan la viabilidad técnica del enfoque propuesto.

Finalmente, el Capítulo IV describe la metodología empleada en la investigación, detallando el enfoque, tipo y diseño del estudio, así como las técnicas e instrumentos utilizados para el análisis de datos. Asimismo, se presentan las propuestas técnicas a nivel de estudio, junto con las conclusiones y recomendaciones derivadas de los resultados obtenidos, orientadas a aportar información técnica para la planificación energética en zonas rurales.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. ÁMBITO GEOGRÁFICO

La investigación se desarrolla en el pueblo de Quincemil, capital del distrito de Camanti, ubicado en la provincia de Quispicanchi, región Cusco, al sureste del Perú. Geográficamente, Quincemil se localiza aproximadamente en las coordenadas 13°13' de latitud sur y 70°45' de longitud oeste, a una altitud cercana a 619 m s. n. m.

El área forma parte de la selva alta cusqueña, caracterizada por un clima cálido y altamente lluvioso. La precipitación media anual supera los 7 000 mm, situando a la zona entre las de mayor pluviosidad del país. La temperatura media anual se mantiene relativamente estable, con valores propios de climas tropicales húmedos. Desde el punto de vista físico, Quincemil presenta una topografía irregular, con zonas montañosas y abundante cobertura vegetal, propias de la transición entre la cordillera andina y la Amazonía. Estas características geográficas condicionan el desarrollo de infraestructura básica y definen el contexto territorial en el cual se enmarca el presente estudio.

1.2. PROBLEMA

1.2.1. Planteamiento del Problema

A nivel mundial, la generación eléctrica a partir de fuentes con baja emisión de carbono superó el 40 % en 2024, impulsada por el crecimiento de la energía solar y eólica (Ember, 2024). El carbón representa aproximadamente el 35 % de la electricidad mundial, aunque en países como Perú su participación es marginal y su eficiencia es considerablemente menor (Ember, 2024). La quema de combustibles fósiles libera grandes cantidades de dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes como óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), partículas finas y metales pesados, que afectan tanto al medio ambiente como a la salud

humana. En 2022, las emisiones globales de CO₂ por combustibles fósiles alcanzaron los 36.099 millones de toneladas (Global Carbon Project, 2023).

Por otra parte, las fuentes renovables representaron aproximadamente el 32 % de la matriz energética en 2024 (International Energy Agency, 2024). En Perú, la generación eléctrica nacional con recursos renovables no convencionales (solar, eólica, bagazo y biogás) alcanzó el 8.2 % en noviembre de 2023 (Ministerio de Energía y Minas, 2023). La generación distribuida representa un cambio de paradigma respecto al modelo centralizado tradicional. Al generar energía lo más cerca posible del punto de consumo, se mejora la calidad del servicio eléctrico, se reducen las pérdidas por transmisión y se minimizan las inversiones en infraestructura. Estos sistemas pueden presentar baja inercia eléctrica, lo que afecta la estabilidad de frecuencia ante variaciones de carga o generación (Gonzales, Ramirez, & Torres, 2021).

Actualmente, el consumo eléctrico está migrando progresivamente hacia fuentes limpias y sostenibles como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica. Estas tecnologías permiten generar electricidad cerca del punto de consumo, lo que reduce la dependencia de grandes centrales térmicas y mejora la eficiencia del sistema. Aunque los modelos de autogeneración aún están en expansión, su adopción es cada vez más frecuente en América Latina, especialmente en comunidades aisladas. La generación distribuida con energías renovables puede contribuir significativamente a mejorar la competitividad energética en Perú, además de fomentar un crecimiento económico sostenible (Cándor, 2021). Este enfoque se alinea con la política energética nacional, que promueve una matriz diversificada y resiliente frente al cambio climático.

A nivel local, en el distrito de Quincemil, ubicado en la región Cusco, el acceso al servicio eléctrico presenta limitaciones asociadas a condiciones territoriales, técnicas y económicas que restringen la expansión del sistema eléctrico convencional. La dispersión de

las viviendas, la topografía irregular y la elevada pluviosidad de la zona dificultan el desarrollo de infraestructura de distribución, lo que genera escenarios de acceso restringido o no uniforme al suministro eléctrico en comunidades rurales.

Esta situación se ve reforzada por el modelo centralizado predominante en el sistema eléctrico, el cual resulta poco flexible para atender zonas rurales de baja densidad poblacional, donde los costos de inversión en redes de distribución superan los beneficios operativos esperados. Como efecto, persisten brechas en el acceso a la energía eléctrica, lo que limita el desarrollo de actividades domésticas y productivas, así como la planificación energética local (Ministerio de Energía y Minas, 2023). Paralelamente, el territorio de Quincemil presenta características naturales que evidencian la disponibilidad de recursos energéticos renovables, tales como solar e hídrico, los cuales no han sido analizados de manera integral en relación con las condiciones técnicas del sistema eléctrico local. La ausencia de evaluaciones específicas que relacionen la disponibilidad de estos recursos con la demanda eléctrica y las características del entorno constituye una limitación para la toma de decisiones en materia energética.

En este contexto, se identifica una limitada información técnica y cuantitativa que permita comprender la relación entre la demanda eléctrica, la disponibilidad de recursos energéticos renovables y las características del sistema eléctrico en el distrito de Quincemil. Esta situación dificulta la evaluación de alternativas energéticas acordes con el entorno y restringe el desarrollo de criterios técnicos que sustenten una planificación energética adecuada para zonas rurales con características similares.

1.2.2. Formulación del Problema

1.2.2.1. Problema General

¿En qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019?

1.2.2.2.Problemas Especificos

- a) ¿Cuál es la situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019, considerando la demanda eléctrica?
- b) ¿Qué características técnicas presentan los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 para su consideración en esquemas de generación eléctrica distribuida?
- c) ¿En qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se relaciona con el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

1.3.1. Justificación técnica

En las zonas rurales aisladas del distrito de Quincemil, Cusco, el acceso al servicio eléctrico presenta limitaciones asociadas a la ausencia de redes de baja tensión, la dispersión de las viviendas y las condiciones geográficas del territorio. Estas características dificultan la expansión del sistema eléctrico convencional y evidencian la necesidad de contar con información técnica que permita evaluar alternativas energéticas acordes al contexto local. En este sentido, la presente investigación se justifica técnicamente al analizar el desempeño energético de la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables, contribuyendo a reducir el vacío de estudios técnicos específicos para zonas aisladas con características similares.

1.3.2. Justificación social

El acceso a la electricidad es un factor determinante para el desarrollo social en zonas rurales. De acuerdo con el Banco Mundial, en el año 2023 el acceso a la electricidad en el sector rural del Perú alcanzó aproximadamente el 85.1 %, lo que evidencia que aún persisten

brechas significativas de cobertura en áreas rurales aisladas del país (INEI, 2023). Estas brechas afectan directamente la calidad de vida de la población, limitando el acceso a servicios básicos y oportunidades productivas. En este contexto, la investigación se justifica socialmente al generar información que permita comprender las condiciones energéticas de la zona aislada de Quincemil, aportando insumos técnicos para la planificación energética orientada a la reducción de dichas brechas.

1.3.3. Justificación económica y ambiental

Desde una perspectiva económica y ambiental, la dependencia de sistemas energéticos convencionales y de combustibles fósiles implica mayores costos operativos y un impacto negativo en el medio ambiente. A nivel global, las emisiones de dióxido de carbono asociadas a la generación eléctrica continúan siendo elevadas, mientras que las tecnologías renovables presentan menores niveles de emisiones y costos decrecientes (International Energy Agency, 2024). En este sentido, la investigación se justifica al evaluar el desempeño energético de alternativas de generación distribuida basadas en fuentes renovables, permitiendo analizar su potencial contribución a una planificación energética más eficiente y ambientalmente sostenible en zonas aisladas como Quincemil, sin contemplar su implementación física.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Objetivo General

Determinar en qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019.

1.4.2. Objetivos Específicos

- a) Analizar la situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019, considerando la demanda eléctrica existente.

- b) Caracterizar las condiciones técnicas de los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019, para su consideración en esquemas de generación eléctrica distribuida.
- c) Evaluar la relación entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019.

1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES

1.5.1. Alcances

El estudio se desarrollará en la zona rural aledaña a Quincemil, Cusco, donde no existen redes de baja tensión conectadas al alimentador Mazuco04. Se utilizará un modelo de optimización basado en programación lineal, el cual considera:

- Ubicación y comportamiento horario de las cargas
- Costos de inversión, operación y mantenimiento
- Tipos y capacidades de tecnologías renovables disponibles
- Pérdidas técnicas y costos de instalación de líneas de distribución

El modelo se aplicará a una minicentral diseñada para abastecer 10 cargas específicas, seleccionadas por su relevancia energética y social. La metodología se basa en estudios previos sobre localización probabilística de subestaciones y optimización de esquemas de generación eléctrica.

1.5.2. Limitaciones

- El estudio no contempla la implementación física del sistema completo, sino la validación técnica mediante modelado matemático.
- No se incluirán análisis de impacto ambiental, social o económico a largo plazo, ni simulaciones dinámicas del sistema en operación.

- La información utilizada será referencial y técnica; no se accederá a bases de datos operativas de empresas distribuidoras por restricciones de confidencialidad.
- El modelo no considera variaciones estacionales extremas ni eventos climáticos fuera del rango promedio.

1.6. HIPÓTESIS

La generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia significativamente con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019.

1.6.1. Hipotesis Especificos

- a) La situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 presenta limitaciones en relación con la demanda eléctrica existente.
- b) Los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 presentan características técnicas favorables para su consideración en esquemas de generación eléctrica distribuida.
- c) Existe una relación significativa entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019.

1.7. VARIABLES E INDICADORES

Variables

- a. **Variables independientes:** Generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables
- b. **Variables dependientes:** Desempeño energético del sistema eléctrico

Tabla 1*Cuadro de Operacionalización de Variables*

VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DIMENSIÓN	INDICADORES	UNIDAD DE MEDIDA
Generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables	Producción de energía eléctrica a pequeña y mediana escala, ubicada próxima a los centros de carga, empleando recursos energéticos renovables disponibles en la zona de Quincemil.	Condiciones técnicas de los recursos energéticos renovables	Irradiación solar media anual	kWh/m ² ·año
			Caudal disponible para generación hidráulica	m ³ /s
			Potencial energético renovable estimado	kW
		Configuración del sistema de generación distribuida	Capacidad instalada del sistema GD	kW
			Ubicación óptima de las unidades de generación	Coordenadas (x, y)
Desempeño energético del sistema eléctrico	Comportamiento técnico del sistema eléctrico local en términos de eficiencia, confiabilidad y calidad del suministro, ante la incorporación de generación distribuida renovable.	Suministro eléctrico	Demanda eléctrica total	kW
			Perfil horario de carga	kW
			Perfil de tensión en la red	p.u.

Nota. Elaboración Propia

1.8. Metodología de la investigación

1.8.1. Método de la investigación

La investigación se desarrolla siguiendo el método científico, el cual permite analizar de manera sistemática y ordenada los fenómenos de estudio mediante la observación, análisis y explicación de relaciones entre variables. De acuerdo con Hernández et al. (2010), este método posibilita la obtención de conocimiento confiable a partir del uso de procedimientos lógicos y verificables. En este marco, se emplea el método analítico, para descomponer el sistema eléctrico en sus componentes técnicos (demanda eléctrica, recursos energéticos renovables y configuración de la generación distribuida), y el método sintético, para integrar dichos componentes y evaluar su relación con el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil.

1.8.2. Tipo de la investigación

La investigación es de tipo aplicada, debido a que utiliza principios teóricos, modelos técnicos y criterios normativos para evaluar la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y su relación con el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil, con el propósito de aportar soluciones técnicas orientadas a la planificación energética. Según Hernández et al. (2010), la investigación aplicada se caracteriza por emplear el conocimiento existente para la resolución de problemas específicos en contextos reales, sin que ello implique necesariamente la implementación física de las soluciones propuestas.

1.8.3. Nivel de la investigación

El nivel de la investigación es explicativo, dado que analiza la relación entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema eléctrico, identificando cómo las características técnicas del sistema de generación influyen en el comportamiento energético global. Hernández et al. (2010) señalan que este nivel de investigación busca explicar las causas y relaciones entre las variables de estudio.

1.8.4. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es no experimental, ya que las variables no son manipuladas de manera directa, sino analizadas tal como se presentan en su contexto real mediante información técnica, registros históricos y modelado matemático. Asimismo, el diseño es transversal, debido a que el análisis se realiza en un único periodo de estudio correspondiente al año 2019. De acuerdo con Hernández et al. (2010), este tipo de diseño permite examinar fenómenos en un momento determinado sin alterar las condiciones del entorno.

1.9. POBLACIÓN DE ESTUDIO

La población de estudio está constituida por el sistema eléctrico de la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019, considerando las condiciones de suministro eléctrico, la demanda energética existente, la infraestructura eléctrica disponible y los recursos energéticos renovables evaluados para el análisis de la generación eléctrica distribuida.

1.10. MUESTRA

La muestra está conformada por el conjunto de cargas eléctricas consideradas en el análisis técnico del sistema, correspondientes a las diez (10) cargas eléctricas empleadas en el modelado y evaluación de la generación eléctrica distribuida en la zona aislada de Quincemil.

El tipo de muestreo es no probabilístico, de tipo intencional, debido a que las cargas fueron seleccionadas en función de criterios técnicos y operativos, tales como su representatividad energética, nivel de demanda y pertinencia para el análisis del desempeño energético del sistema eléctrico, de acuerdo con el alcance del estudio.

1.11. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Recolectar los datos implica elaborar un plan detallado de procedimientos que conduzcan a reunir información técnica con un propósito específico. Se empleará una sistematización de procedimientos idóneos para el registro, conservación, ordenamiento y presentación de la información, de modo que sea coherente con los objetivos de la investigación.

1.11.1. Técnicas de recolección de datos

Se utilizarán las siguientes técnicas:

- Observación directa de parámetros eléctricos mediante instrumentos de medición y software de monitoreo.
- Registro de datos operativos en cada escenario definido.

- Análisis documental de normas técnicas, manuales de fabricante y registros históricos de operación.
- Modelado técnico para evaluar la respuesta del sistema ante variaciones de carga, tensión y frecuencia.

1.11.2. Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos utilizados fueron los siguientes:

- Fichas de registro técnico, empleadas para organizar y sistematizar datos de demanda eléctrica, ubicación de cargas, parámetros eléctricos y características del suministro en la zona de estudio.
- Bases de datos secundarias, provenientes de entidades oficiales y técnicas, tales como registros meteorológicos e hidrológicos, información normativa del sector eléctrico y reportes técnicos relacionados con generación distribuida y energías renovables.
- Hojas de cálculo, utilizadas para el procesamiento de datos, cálculo de demanda, balance de potencia, estimación de pérdidas técnicas y evaluación de indicadores de desempeño energético.
- Modelos matemáticos y de optimización, aplicados para el análisis de escenarios de generación eléctrica distribuida, selección de tecnologías renovables, dimensionamiento de capacidad instalada y evaluación del comportamiento del sistema eléctrico.

1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

Se incluye la matriz de consistencia que vincula el problema, objetivos, hipótesis, variables y técnicas de análisis. Asimismo, se presenta la operacionalización de variables.

MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGÍA
PG: ¿En qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019?	OG: Determinar en qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019.	HG: La generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia significativamente con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019.	Independiente: Generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables	Condiciones técnicas de los recursos energéticos renovables	Irradiación solar media anual (kWh/m ² ·año) Caudal disponible para generación hidráulica (m ³ /s) Potencial energético renovable estimado (kW). Potencial energético renovable estimado (kW)	Método científico Método analítico-sintético Investigación aplicada Diseño no experimental Enfoque cuantitativo
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas		Configuración del sistema de generación distribuida	Capacidad instalada del sistema GD (kW). Ubicación óptima de las unidades de generación (x, y)	
¿Cuál es la situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019, considerando la demanda eléctrica existente?	Analizar la situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019, considerando la demanda eléctrica existente.	La situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 presenta limitaciones en relación con la demanda eléctrica existente.				
¿Qué características técnicas presentan los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 para su consideración en esquemas de generación eléctrica distribuida?	Caracterizar las condiciones técnicas de los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019.	Los recursos energéticos renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019 presentan características técnicas favorables para su consideración en esquemas de generación eléctrica distribuida.	Dependiente: Desempeño energético del sistema eléctrico	Suministro eléctrico	Demanda eléctrica total (kW). Perfil horario de carga (kW). Perfil de tensión en la red (p.u.)	Análisis documental Modelado matemático Programación lineal
¿En qué medida la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se relaciona con el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019?	Evaluar la relación entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019.	Existe una relación significativa entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019.				

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO Y REFERENCIAL

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

2.1.1. Antecedentes Internacionales

Pastuña et al. (2025) en su artículo “Optimización de microrredes con generación distribuida utilizando GWO (Grey Wolf Optimizer) para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 nodos”, tuvieron como objetivo optimizar la estabilidad de voltaje y reducir las pérdidas de potencia en una microrred con generación distribuida renovable, utilizando el sistema de prueba IEEE de 34 nodos como caso de estudio. La metodología combinó el modelado eléctrico en OpenDSS con la implementación del algoritmo metaheurístico Grey Wolf Optimizer (GWO) en MATLAB, integrados mediante una interfaz COM. El GWO se empleó para determinar de manera conjunta la ubicación, capacidad de los generadores distribuidos y el ajuste óptimo de los taps de los transformadores, minimizando la desviación cuadrática del voltaje nodal. Los resultados demostraron una mejora significativa del perfil de voltaje, manteniéndolo dentro del rango 0.95-1.05 p.u., así como una reducción de las pérdidas de potencia activa de hasta 13.72%, evidenciando la eficacia del enfoque propuesto para redes con alta penetración de energías renovables

Aguayo (2024) en su tesis “Estrategia para la optimización de la generación distribuida híbrida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidráulicos sin conexión a la red”, tuvo como objetivo desarrollar y evaluar una estrategia de optimización para un sistema de generación distribuida híbrida, integrando paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidroeléctricos sin conexión a la red, con el fin de reducir costos, emisiones y mejorar el desempeño energético. La metodología empleada se basó en la modelación matemática y la

programación multiobjetivo (NLP y MILP), incorporando variables técnicas, económicas, ambientales y sociales, así como el uso de un sistema de almacenamiento no lineal. El modelo fue implementado en Julia y evaluado mediante la técnica de utopia-tracking y diagramas de Pareto. Los resultados evidenciaron que el reajuste del perfil de demanda permitió un ahorro económico de 0.544 USD por kWh y una reducción ambiental de 339.24 gCO₂eq, alcanzando hasta un 45.07 % de ahorro respecto a sistemas convencionales.

González et al., (2024) en su artículo “Evolución de las Energías Renovables Basados en la Optimización Energética en su Relación con el Consumo Energético en la Fundación Albergue para Desamparados Divina Misericordia de la Ciudad de Machala en el Periodo 2023 - 2025”, tuvieron como objetivo analizar la evolución y el potencial de las energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica, como alternativa para optimizar el consumo energético y reducir el impacto ambiental en el contexto ecuatoriano, tomando como referencia aplicaciones institucionales y sectoriales. La metodología empleada fue de tipo documental y bibliográfica, basada en la revisión sistemática de artículos científicos, libros especializados y bases de datos técnicas sobre radiación solar, producción energética y emisiones de CO₂, complementada con el análisis comparativo de proyectos fotovoltaicos existentes. Los resultados evidencian que Ecuador presenta niveles favorables de radiación solar, especialmente en la región Sierra, permitiendo una producción energética sostenible con emisiones significativamente menores de CO₂ frente a sistemas convencionales, lo que confirma la viabilidad técnica, ambiental y económica de la generación distribuida fotovoltaica

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Cóndor (2021) en su tesis “Generación distribuida con energías renovables en Perú”, tuvo como objetivo promover la generación distribuida con energías renovables en el Perú como alternativa para mejorar la competitividad energética y reducir las limitaciones del

sistema eléctrico convencional. La metodología aplicada fue de enfoque cualitativo y descriptivo, basada en el análisis del sistema eléctrico peruano, su marco normativo y el potencial de los recursos energéticos renovables disponibles en el país. Los resultados muestran que la generación eléctrica centralizada en el Perú presenta pérdidas técnicas entre 4 % y 19 % debido a la distancia entre las centrales y los centros de consumo. Asimismo, se identificó un alto potencial renovable, destacando la energía solar con una irradiancia promedio anual de 6,5 kWh/m² en la costa sur y recursos eólicos, hidráulicos y biomásicos aún subutilizados. Se concluye que la generación distribuida permite reducir pérdidas, disminuir emisiones de CO₂ y mejorar el acceso a energía limpia y segura en el país.

Delgado (2024) en su tesis “ Análisis energético-económico de la demanda eléctrica para incentivar la integración de la generación distribuida en una región del Perú - caso de estudio: Lambayeque”, tuvo como objetivo analizar energética y económicamente la demanda eléctrica de la región Lambayeque con la finalidad de incentivar la integración de la generación distribuida basada en fuentes renovables. La metodología empleada correspondió a una investigación de gabinete, de enfoque cuantitativo y nivel descriptivo, utilizando información secundaria proveniente de entidades oficiales como MINEM, OSINERGMIN y COES. Se analizaron recursos solar y eólico, series históricas de demanda, generación y precios de energía, y se realizaron proyecciones mediante modelos estadísticos, además de evaluaciones económico-financieras para tecnologías solar, eólica e híbrida. Los resultados evidenciaron que, hacia el año 2028, la generación distribuida podría ofrecer precios de energía entre 72 y 80 ctv. S/. kWh para el sector residencial, competitivos frente al mercado convencional, con una potencia descentralizada estimada de 31 MW, recomendándose como alternativa el modelo de tercerización a una única empresa.

Escobar et al. (2024) en su tesis “Propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica para permitir la integración de energías renovables al SEIN”, tuvieron como objetivo proponer el mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con el propósito de permitir una mayor integración de energías renovables no convencionales, cuya participación proyectada podría alcanzar 17,5 % al año 2032, frente al 7,56 % registrado en 2023. La metodología correspondió a una investigación aplicada, con enfoque cuantitativo, nivel descriptivo y diseño no experimental. Se empleó análisis documental, benchmarking internacional y evaluación técnico-económica, considerando escenarios de demanda y oferta eléctrica, así como la comparación entre conductores convencionales ACSR y conductores ACCC de alta temperatura y baja flecha. Los resultados muestran que el uso de tecnología ACCC permite incrementar la capacidad de las líneas, reducir pérdidas activas y mejorar la flexibilidad del sistema, con menores costos de inversión frente a nuevas líneas, demostrando viabilidad técnica y económica para el SEIN.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. Aspectos Teóricos Pertinentes.

El concepto de confiabilidad en sistemas eléctricos ha evolucionado desde su aplicación inicial en la industria aeronáutica y nuclear, donde se desarrollaron metodologías rigurosas para el análisis de fallas y riesgos operativos (Commission, 1975) (IEEE, 1987). En el sector energético, estos estudios se extendieron a centrales térmicas, hidráulicas y redes de transmisión, enfocándose no solo en la seguridad, sino también en la disponibilidad del suministro y sus implicancias económicas (Diaz, 2003).

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, la confiabilidad ha sido abordada principalmente desde el dimensionamiento energético, utilizando indicadores como la probabilidad de pérdida de carga (Lorenzo, 1992). Sin embargo, estudios recientes

evidencian la necesidad de incorporar variables operativas reales, como la degradación de componentes, fallas técnicas y tiempos de mantenimiento, para evaluar la disponibilidad efectiva del sistema (Rodríguez, 2016)

La escasa aplicación práctica de métodos de confiabilidad en sistemas fotovoltaicos autónomos como los análisis de modos de falla, mantenibilidad y ciclos de vida ha sido señalada por autores como (Narvarte, 2000), quien destaca la falta de estudios que integren estos factores en entornos rurales aislados. Esta limitación ha sido abordada en investigaciones recientes mediante el desarrollo de gemelos digitales y modelos predictivos de fallas, que permiten caracterizar el comportamiento de los sistemas en operación y anticipar riesgos técnicos (Tecnológico de Costa Rica, 2024).

En cuanto al marco conceptual, se adopta la distinción entre fiabilidad (reliability) y confiabilidad (dependability), tal como lo plantea Høyland en su obra sobre teoría de confiabilidad de sistemas (Rausand & Høyland, 2003). Esta diferenciación es especialmente relevante en entornos descentralizados, donde el mantenimiento y la disponibilidad energética tienen un peso crítico en la operación del sistema.

Para el presente estudio, centrado en la optimización de generación distribuida mediante tecnologías renovables en una zona aislada, se considera la confiabilidad como un conjunto de atributos técnicos que incluyen:

- Fiabilidad: probabilidad de funcionamiento sin fallas durante un periodo determinado
- Mantenibilidad: facilidad y rapidez con que se puede restaurar el sistema
- Disponibilidad: proporción de tiempo en que el sistema está operativo y suministrando energía

Estos aspectos serán incorporados en el modelo de optimización mediante restricciones técnicas y parámetros de operación, con base en datos reales obtenidos de un

proyecto piloto de minicentral para 10 cargas, desarrollado por una empresa del sector eléctrico.

2.3. TEORÍAS

2.3.1. Demanda

La demanda energética en zonas rurales aisladas se define como la cantidad de energía eléctrica que los usuarios están dispuestos y capacitados para consumir, en función de sus necesidades básicas, disponibilidad de infraestructura y capacidad de pago. Según (Kotler et al., 2000), la demanda representa el conjunto de bienes y servicios que los consumidores desean adquirir para satisfacer sus necesidades, siempre que cuenten con los medios económicos para hacerlo, en un contexto de precio y lugar determinado.

2.3.2. Mercado

Conjunto de compradores reales y potenciales de un producto. Estos compradores comparten una necesidad o un deseo particular que puede satisfacerse mediante una relación de intercambio (Kotler et al., 2000).

2.3.3. Administración

Administración es el proceso mediante el cual se diseña y mantiene un ambiente en el que individuos que trabajan en grupos cumplen metas específicas de manera eficaz (Koontz, Cannice, & Weihrich, 2012). Esta definición básica necesita ampliarse:

1. Como gerentes, las personas realizan las funciones gerenciales de planear, organizar, integrar personal, dirigir y controlar.
2. La administración se aplica a cualquier tipo de organización.
3. También se adjudica a los gerentes de todos los niveles organizacionales.
4. La meta de todos los gerentes es la misma: crear valor agregado.

5. La administración se ocupa de la productividad, lo que supone efectividad y eficiencia, y la suma de los dos para lograr la eficacia.

- **Organizar**, entonces, es esa parte de la administración que supone el establecimiento de una estructura intencional de funciones que las personas desempeñen en una organización; es intencional en el sentido de asegurarse que todas las tareas necesarias para lograr las metas se asignen, en el mejor de los casos, a las personas más aptas para realizarlas.
- **Dirigir**, es influir en las personas para que contribuyan a las metas organizacional y de grupo; asimismo, tiene que ver sobre todo con el aspecto interpersonal de administrar. Todos los gerentes coinciden en que la mayoría de sus principales problemas surgen de las personas, sus deseos y actitudes, así como de su comportamiento individual y en grupo, y en que los gerentes efectivos también requieren ser líderes efectivos.
- **Controlar** es medir y corregir el desempeño individual y organizacional para asegurar que los hechos se conformen a los planes. Incluye medir el desempeño respecto de las metas y los planes, mostrar dónde existen desviaciones de los estándares y ayudar a corregir las desviaciones. En suma, controlar facilita el cumplimiento de los planes. Aun cuando planear debe preceder al control, los planes no se logran solos, sino que guían a los gerentes en el uso de recursos para alcanzar metas específicas; entonces las actividades son examinadas para determinar si se conforman a los planes.

2.3.4. Gestión

Gestión es el proceso por el cual se obtiene o utiliza una variedad de recursos básicos para apoyar los objetivos de la organización (Koontz, Cannice, & Weihrich, 2012).

2.3.4.1. Gestión de la calidad

Cuando se habla de calidad no es suficiente con ser bueno hoy, sino que hay que mejorar todos los días; productos y servicios que hace unos años satisfacían plenamente, ahora se ven deficientes, o empresas que fueron líderes en el mercado, hoy han sido superadas por sus competidores y tienen dificultades para sobrevivir. El camino para poder continuar en el mercado es conseguir productos de calidad y a un precio competitivo de una manera continuada, y ello sólo es posible implantando un sistema de gestión de la calidad que haga énfasis en la mejora continua, con lo que se aumentará la eficiencia de los procesos, se reducirán los costes y mejorará el grado de satisfacción de los clientes. Esta gira en torno al concepto de cliente y su satisfacción, teniendo pleno conocimiento de sus necesidades y expectativas. En la actividad turística no solo consideramos al cliente como los visitantes, sino también a los empresarios, los proveedores y los residentes. El grado de satisfacción de los clientes es una primera medida de la calidad, imprecisa, evolutiva y subjetiva. Donde la ausencia de quejas no implica satisfacción. Se busca que el visitante tenga la intención de volver y recomendar. El gestionar las quejas es uno de los aspectos de la atención al cliente en la que más se falla (Sanchez & Velasco, 2010).

2.4. MARCO CONCEPTUAL

2.4.1. Generalidades sobre la generación Distribuida (GD)

La generación distribuida (GD) se refiere a sistemas de producción de energía eléctrica de pequeña o mediana escala, ubicados cerca de los centros de carga, que operan de forma autónoma o conectados a redes de distribución. En el contexto de esta investigación, la GD se considera como una solución técnica para abastecer comunidades rurales aisladas sin acceso a redes de baja tensión, mediante tecnologías renovables que optimicen el suministro eléctrico.

Diversas instituciones han definido la GD desde distintos enfoques:

- IEEE: Fuente de energía eléctrica no conectada directamente a un sistema de transmisión.
- CIGRE: Generación conectada a la red de distribución, menor a 50–100 MW, no planificada ni despachada centralizadamente (Cigre, 1999).
- California Energy Commission: Tecnología que produce electricidad cerca del punto de consumo.
- OFGEM: Plantas conectadas a sistemas de distribución local.
- (Willis & Scott, 2000): Generadores entre 15 kW y 10 MW, conectados o aislados de la red.

Para efectos de esta tesis, se adopta la siguiente definición operativa: “La generación distribuida es la producción de energía eléctrica mediante tecnologías renovables de pequeña escala, ubicadas estratégicamente cerca de los centros de carga, con capacidad de operar de forma autónoma o interactuar con la red de distribución, optimizando la eficiencia energética y reduciendo los costos asociados al transporte y pérdidas técnicas.”

2.3.2 Ventajas técnicas y económicas de la GD

El crecimiento de la GD en diversos países responde a factores tecnológicos, económicos y regulatorios:

- Modularidad y disponibilidad de tecnologías renovables entre 100 kW y 150 MW.
- Proximidad a la carga, lo que reduce los costos de red, entendidos como los gastos asociados a la infraestructura de transmisión, pérdidas técnicas y mantenimiento de líneas extensas.
- Facilidad de instalación en espacios reducidos.
- Menores tiempos de implementación y costos de capital, especialmente en sistemas a gas.

- Alta eficiencia en esquemas de cogeneración y ciclos combinados.
- Políticas de incentivo como subsidios y tarifas preferenciales para tecnologías limpias.
- Competitividad frente al precio medio de venta de energía, al evitar cargos por uso de red.
- Interés creciente en “energía verde” por parte de consumidores y reguladores (Hyde, 1998).
- Diversidad de fuentes primarias: solar, eólica, hidráulica, biomasa, gas natural, entre otras.

2.3.3 Cogeneración en GD

La cogeneración es un sistema que permite la producción simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de una única fuente primaria, como el gas natural o la biomasa. Esta tecnología mejora la eficiencia global del proceso al aprovechar el calor residual generado durante la producción eléctrica, que puede ser utilizado en procesos industriales o comunitarios. En el contexto de GD, la cogeneración se aplica en instalaciones pequeñas que suministran energía a centros de carga cercanos, maximizando el uso del combustible y reduciendo las emisiones. No se trata de un “subproducto”, sino de un diseño intencional que integra generación eléctrica y aprovechamiento térmico en un solo sistema.

2.4. GRADO DE COMPETITIVIDAD DE LA GENERACION DISTRIBUIDA

En los últimos años, el avance tecnológico ha permitido reducir significativamente los costos de inversión y operación en sistemas de generación eléctrica basados en fuentes renovables. Esta evolución ha favorecido la implementación de esquemas de generación distribuida, especialmente en zonas rurales aisladas, al disminuir los costos asociados al transporte de energía y las pérdidas técnicas en redes extensas.

La generación distribuida mediante tecnologías renovables representa una alternativa viable para mejorar la cobertura eléctrica en regiones no conectadas al Sistema Eléctrico

Interconectado Nacional (SEIN). Tecnologías como la solar fotovoltaica, la eólica, la hidráulica de pequeña escala y otras soluciones modulares incluyendo minicentrales renovables han demostrado ser efectivas en contextos rurales, por su capacidad de adaptarse a la demanda local y operar de forma autónoma.

La implementación de estos proyectos requiere un entorno institucional que promueva la inversión, garantice el acceso a la red y facilite la participación de actores privados y comunitarios. En este sentido, se ha planteado la necesidad de una reforma eléctrica que permita:

- Crear un mercado nacional confiable en calidad y precio
- Otorgar libertad a los usuarios para elegir su proveedor de energía
- Fomentar la inversión privada en generación y distribución eléctrica
- Establecer un organismo regulador autónomo
- Fortalecer el sistema de transmisión, cuya operación está coordinada por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), mediante la creación de una empresa estatal independiente que gestione su expansión física
- Incorporar un régimen especial de fomento a las energías renovables dentro de la Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844, incluyendo incentivos como precios adecuados, certificados verdes, depreciación acelerada, créditos fiscales, interconexión garantizada, despachabilidad automática, intercambio de energía en autoabastecimiento y financiamiento concesional

Las energías renovables están consideradas en los programas nacionales de energía, como lo demuestra la normativa vigente y los planes sectoriales del Ministerio de Energía y Minas. No obstante, aún existen desafíos en la implementación efectiva de estos programas en zonas rurales aisladas.

Diversas instituciones han evaluado el potencial energético renovable del país durante las últimas décadas. Según el Estudio de Mercado de Energías Renovables en Perú 2025, se estima:

- Potencial solar aprovechable: 399.287 MW
- Potencial eólico aprovechable: 20.493 MW
- Producción energética nacional en 2024: 60.029 GWh, con participación renovable cercana al 10 %

Este panorama evidencia que, si se adoptan medidas adecuadas en materia jurídica, tecnológica y social, las energías renovables pueden sustentar el sistema eléctrico nacional en el mediano plazo, especialmente mediante soluciones distribuidas como sistemas fotovoltaicos, aerogeneradores y minicentrales hidráulicas en regiones como Quincemil, donde la conexión al SEIN no es viable.

Normativa vigente relacionada con energías renovables

El marco legal peruano contempla diversas disposiciones que promueven el desarrollo de generación eléctrica con fuentes renovables:

- Resolución Ministerial N.º 037-2006-MEM/DM: Aprueba el Código Nacional de Electricidad
- Decreto Supremo N.º 012-2011-EM: Reglamento para la generación de electricidad con energías renovables
- Decreto Supremo N.º 020-2013-EM: Reglamento para la promoción de inversión eléctrica en áreas no conectadas a red
- Decreto Legislativo N.º 1002: Declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de generación eléctrica mediante recursos renovables

Este último establece las bases para la promoción de tecnologías limpias, incluyendo mecanismos de subasta, tarifas preferenciales y garantías de acceso a la red. Su aplicación ha permitido el ingreso de múltiples proyectos solares y eólicos al SEIN, aunque aún se requiere ampliar su alcance hacia sistemas autónomos en zonas rurales, como los que se desarrollan en esta investigación.

2.4.1. Del sector eléctrico tradicional a una nueva concepción con GD

2.4.1.1. Antecedentes históricos

En los comienzos de la industria eléctrica la necesidad de energía eléctrica en una localidad era satisfecha por la propia municipalidad a través de la instalación de generadores distribuidos en la misma.

La industria eléctrica comenzó su historia utilizando generación distribuida (GD), es decir, generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda con cierto margen de reserva (seguridad).

Más adelante, con el creciente aumento de la demanda de electricidad y debido a las economías de escala involucradas, se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía (Ej. Carbón, ríos, mares y otros).

La gran diferencia de eficiencia entre una gran central de generación frente a una pequeña, en aquel momento, sumado al hecho de que el margen de reserva que se debía tomar en el primer caso era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida, dieron por resultado la concepción actual de los sistemas eléctricos. Es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda mediante grandes redes de transmisión.

2.4.1.2. Concepción tradicional de la industria eléctrica

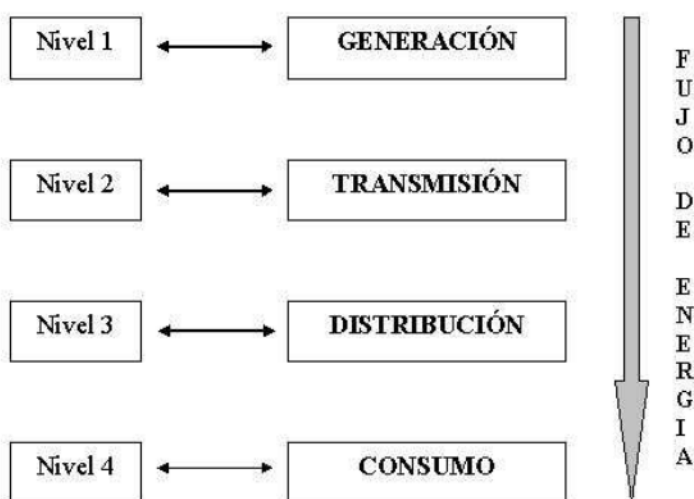
El modelo vigente del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en Perú responde a una concepción estructural que ha predominado durante más de cinco décadas: grandes plantas de

generación ubicadas lejos de los centros de demanda, conectadas mediante extensas redes de transmisión que transportan la energía hacia las zonas de consumo.

Este esquema tradicional se organiza en cuatro niveles funcionales: Generación, Transmisión, Distribución y Consumo, los cuales definen el flujo secuencial de la energía eléctrica desde su origen hasta el usuario final, tal como se representa en la Figura 1.

Figura 1

Concepción tradicional de la industria eléctrica



Nota. Tomado de (Delgado, 2024)

Es ampliamente reconocido que la industria eléctrica ha experimentado un crecimiento sostenido desde sus inicios, impulsado por el aumento constante de la demanda. Este crecimiento ha exigido la expansión continua del SEP, tanto en capacidad de generación (Nivel 1) como en infraestructura de transmisión y distribución (Niveles 2 y 3), aunque con distinta frecuencia y escala.

Dentro de esta lógica de desarrollo, las decisiones estratégicas han estado tradicionalmente centralizadas en entidades monopólicas, bajo esquemas de planificación vertical. No obstante, este enfoque ha comenzado a ser cuestionado ante la aparición de nuevas

tecnologías, modelos de gestión descentralizada y esquemas de generación distribuida que permiten replantear la estructura del SEP en función de criterios de eficiencia, sostenibilidad y acceso equitativo.

2.4.1.3. La nueva concepción de la industria eléctrica

El crecimiento sostenido del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso tecnológico acelerado han modificado las condiciones estructurales del sector energético. En particular, el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación ha disminuido en relación con la dimensión del mercado y la capacidad financiera privada, lo que ha permitido que el desarrollo del sector pase a estar coordinado por mecanismos de mercado.

En este contexto, surgen los llamados procesos de desregulación, entendidos como la eliminación progresiva de barreras legales y administrativas que limitaban la participación de actores privados en el sector eléctrico. Estos procesos buscan fomentar la competencia, descentralizar la toma de decisiones y permitir que el mercado defina la expansión de la generación y distribución, especialmente en el suministro a grandes consumidores.

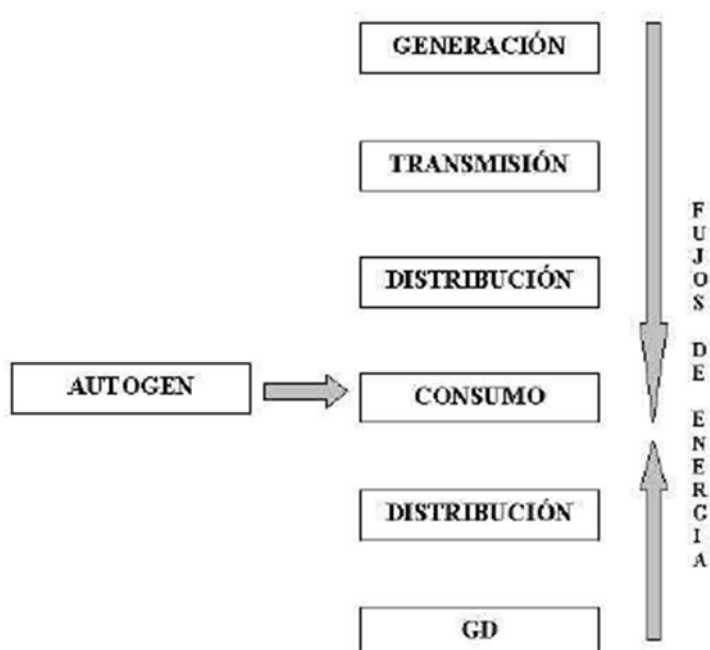
Además, los avances tecnológicos han transformado radicalmente el comportamiento de los costos de generación, permitiendo el uso de tecnologías eficientes en plantas de menor escala, con costos por megavatio generado significativamente más bajos que en el pasado. Esta evolución ha debilitado el argumento económico que justificaba las grandes centrales, basado en las economías de escala. Hoy, la eficiencia puede lograrse con generadores modulares, estandarizados y de rápida instalación, lo que representa un cambio estratégico en la configuración del SEP.

Un ejemplo ilustrativo de esta transformación se observa en la analogía con los sistemas informáticos: desde los grandes mainframes de los años 80, se ha evolucionado hacia redes distribuidas de computadoras personales, más flexibles y escalables. De forma similar, el SEP tiende hacia una estructura más descentralizada, con múltiples puntos de generación.

Otro factor relevante es la creciente dificultad para obtener derechos de paso para nuevas líneas de transmisión, lo que obliga a utilizar corredores existentes para ampliar capacidad. En este contexto, los nuevos generadores —por su tamaño y diseño— pueden conectarse directamente a la red de distribución, siendo la energía consumida directamente en el lugar donde es producida, sin necesidad de pasar por la red de transmisión. Esto evita los costos de inversión en infraestructura adicional y reduce las pérdidas técnicas asociadas al transporte de energía a largas distancias.

Figura 2

La nueva concepción de la industria eléctrica



Nota. Tomado de (Delgado, 2024)

2.4.1.4. Diferencias entre la concepción tradicional y la nueva concepción del SEP

La Figura 1 representa el modelo tradicional del SEP, caracterizado por un flujo de energía unidireccional desde grandes plantas generadoras (Nivel 1), a través de redes de transmisión (Nivel 2) y distribución (Nivel 3), hasta llegar al consumidor final (Nivel 4).

En contraste, la Figura 2 muestra la nueva concepción de la industria eléctrica, donde el flujo de energía es bidireccional y descentralizado. Se incorporan elementos como la generación distribuida (GD) y la autogeneración, que permiten a los consumidores producir energía para su propio uso o para inyectarla a la red. Este modelo rompe con la jerarquía rígida del SEP tradicional y promueve una estructura más flexible, resiliente y adaptada a las necesidades locales.

Dentro de esta nueva concepción, el crecimiento de la demanda puede abordarse mediante dos estrategias:

- Instalación de generación central convencional y ampliación de redes de transporte
- Implementación de generación distribuida (GD)

La elección entre ambas opciones requiere una evaluación técnico-económica detallada. Una gran central moderna conectada a la red de transmisión es una planta de alta capacidad (por ejemplo, superior a 100 MW), diseñada para abastecer grandes zonas urbanas o industriales. Estas centrales aprovechan economías de escala, pero requieren infraestructura costosa y tiempo prolongado de implementación.

Sin embargo, en términos de eficiencia energética, las diferencias con una planta distribuida moderna pueden no ser significativas. Además, si se pretende repotenciar una planta antigua, los costos asociados pueden superar los de instalar una nueva unidad GD, debido a que los generadores distribuidos se fabrican en serie, bajo estándares técnicos, y se instalan cilmente en sitio, lo que reduce notablemente sus costos (“Plug and Play”).

La comparación debe considerar los costos totales: planta GD versus planta convencional más red de transporte, incluyendo costos hundidos, mantenimiento, pérdidas acumuladas e impactos ambientales. La GD, al estar cerca de la demanda, evita el uso de la red de transmisión y sus costos asociados. Mientras los costos de construcción de redes de

transporte han aumentado por restricciones de servidumbre, diseño y mano de obra, los costos de GD han disminuido gracias a su modularidad y fabricación estandarizada.

2.4.1.5. Beneficios técnicos de la generación distribuida

Además de las consideraciones anteriores, la GD aporta beneficios adicionales al sistema eléctrico:

- Reducción de pérdidas en redes de distribución: al generar energía cerca del punto de consumo, se minimiza la distancia de transporte, lo que reduce las pérdidas por resistencia en los conductores.
- Incremento de la confiabilidad: la confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para suministrar energía de forma continua y segura. La GD mejora este indicador al diversificar las fuentes de generación y reducir la dependencia de un único nodo central.
- Control de energía reactiva y regulación de tensión: los sistemas GD pueden incorporar dispositivos como inversores inteligentes y bancos de condensadores que permiten gestionar la energía reactiva localmente y estabilizar la tensión en la red de distribución, mejorando la calidad del suministro.
- Generación limpia mediante fuentes renovables (GDR): al utilizar tecnologías como solar, eólica o hidráulica de pequeña escala, se reduce la huella ambiental del sistema eléctrico.
- Descentralización de la propiedad en el sector de generación: al permitir que múltiples actores comunidades, empresas, gobiernos locales participen en la generación, se fomenta la competencia y se democratiza el acceso a la energía.

Estas ventajas posicionan a la GD como una alternativa sólida frente a la generación central convencional. No obstante, la decisión final debe basarse en un estudio específico para cada caso, considerando las condiciones técnicas, económicas y ambientales del entorno.

2.4.1.6. Aplicaciones de la generación distribuida

La aplicación de una u otra tecnología en la generación distribuida (GD) depende de los requerimientos específicos del usuario, del contexto técnico del sistema eléctrico local y de la disponibilidad de recursos energéticos. A continuación, se describen los arreglos tecnológicos más comunes:

- a) **Carga base:** Generación continua que opera en paralelo con la red de distribución. El usuario puede tomar energía de la red o vender excedentes, utilizando la infraestructura existente como respaldo. Este esquema es útil cuando se busca estabilidad operativa y aprovechamiento constante de recursos renovables.
- b) **Provisión de carga en punta:** Se utiliza para suministrar energía durante los períodos de mayor demanda (horas punta). En este caso, no se reduce la demanda real del consumidor, sino que se evita registrar picos elevados ante el sistema, lo que permite optimizar el perfil de consumo y reducir penalidades tarifarias. Es una estrategia de gestión energética, no una disminución física de la demanda.
- c) **Generación aislada o remota:** Se aplica en sistemas de autoabastecimiento, especialmente en zonas donde no es viable conectarse a la red eléctrica convencional, ya sea por aislamiento geográfico, falta de capacidad del suministrador o tarifas elevadas. Este es el caso de la presente tesis, donde se propone una solución autónoma para la zona de Quincemil.
- d) **Soporte a la red de distribución:** En ciertos casos, las empresas eléctricas requieren reforzar su red mediante la instalación de pequeñas plantas generadoras, incluidas subestaciones de potencia. Esto ocurre en épocas de alta demanda o ante fallas en la red, permitiendo mantener la estabilidad del sistema.
- e) **Almacenamiento de energía:** Esta alternativa se considera cuando la tecnología es económicamente viable, las interrupciones son frecuentes o se dispone de fuentes

renovables intermitentes. El almacenamiento permite gestionar la energía generada, mejorar la confiabilidad y optimizar el uso de recursos.

El auge de los sistemas de GD se debe a los beneficios que ofrecen tanto al usuario como al suministrador y al medio ambiente. A continuación, se detallan los principales:

a) Beneficios para el usuario

- **Incremento en la confiabilidad:** La confiabilidad se refiere a la capacidad del sistema para suministrar energía de manera continua y segura. Aunque los sistemas GD pueden tener baja inercia (menor capacidad de respuesta ante perturbaciones), esta limitación puede compensarse con sistemas de almacenamiento, control inteligente y redundancia local. La confiabilidad mejora al reducir la dependencia de redes extensas y vulnerables.
- **Aumento en la calidad de la energía:** La calidad se relaciona con la estabilidad de parámetros como la tensión, frecuencia y ausencia de perturbaciones. Aunque la baja inercia puede afectar la respuesta ante transitorios, el uso de inversores con control activo y filtros permite mantener niveles aceptables de calidad energética.
- **Reducción del número de interrupciones:** Al contar con una fuente local de generación, el usuario puede mantener el suministro incluso ante fallas en la red principal. La redundancia y la proximidad de la fuente reducen la exposición a eventos externos.
- **Uso eficiente de la energía:** Se refiere al equilibrio entre la energía generada, consumida y almacenada. El balance de potencia implica que la generación cubra la demanda en tiempo real, evitando sobreproducción o déficit. Este balance es controlado por sistemas de gestión energética que regulan la carga, el almacenamiento y la inyección a red.

- **Menor costo de la energía:** La GD puede reducir el costo de consumo al evitar tarifas elevadas en horas punta y aprovechar recursos renovables. También puede reducir el costo unitario de la energía al utilizar tecnologías estandarizadas y de bajo mantenimiento.
- **Uso de energías renovables:** La GD facilita la integración de fuentes limpias como solar, eólica o hidráulica de pequeña escala, adaptadas a las condiciones locales.
- **Facilidad de adaptación al sitio:** Los sistemas GD son modulares y escalables, lo que permite ajustarlos a las características geográficas, climáticas y de demanda del lugar.
- **Disminución de emisiones contaminantes:** Al utilizar tecnologías limpias y optimizar el uso de combustibles, se reduce la emisión de gases nocivos y partículas contaminantes.

b) Beneficios para el suministrador

- **Reducción de pérdidas en transmisión y distribución:** En sistemas conectados a red, la GD reduce las pérdidas en transmisión al generar cerca del consumo. En distribución, la reducción depende del tipo de conexión: si es aislada, no hay impacto; si está conectada a la red, puede disminuir las pérdidas por menor recorrido de energía.
- **Liberación de capacidad del sistema:** Al reducir la carga en las redes principales, se libera capacidad para atender otras zonas o demandas emergentes.
- **Mayor control de energía reactiva y regulación de tensión:** Estos beneficios provienen de la inyección de potencia reactiva (Q) mediante inversores inteligentes, bancos de condensadores o transformadores con taps automáticos. Estos dispositivos permiten estabilizar la tensión y mejorar el factor de potencia en la red de distribución.
- **Menor saturación:** Se refiere a la reducción del uso intensivo de líneas, subestaciones y transformadores. La GD descongestiona las redes existentes, disminuyendo el riesgo de sobrecarga.

- **Reducción del índice de fallas:** Las fallas se reducen al disminuir la longitud de las líneas activas, la cantidad de nodos críticos y la exposición a eventos externos. Además, la generación local permite una respuesta más rápida ante contingencias.
- **Administración del factor de carga:** El factor de carga ideal en sistemas conectados a red debe estar entre 0.7 y 0.85, según normas IEC e IEEE (<https://www.calculatorsconversion.com/es/calculadora-de-factor-de-utilizacion-en-redes-electricas-iec-ieee/>, s.f.). Un valor alto indica uso constante y eficiente de la capacidad instalada; un valor bajo sugiere picos de demanda y subutilización.
- **Descongestionamiento de la red:** Mejora la circulación de energía en zonas críticas, evitando cuellos de botella en la infraestructura.
- **Estabilidad del sistema:** La estabilidad se define como la capacidad del sistema eléctrico para mantener el equilibrio entre generación y consumo ante perturbaciones. Se clasifica en estabilidad angular (sincronismo de máquinas) y estabilidad de tensión (balance de potencia reactiva). La GD contribuye a ambas al diversificar las fuentes y reducir la dependencia de nodos únicos.
- **Calidad de energía “cero flicker”:** Se reduce el parpadeo en iluminación y otros efectos de baja calidad energética, mejorando la experiencia del usuario.

c) Beneficios para el medio ambiente

- **Menor contaminación ambiental:** La GD reduce el uso de combustibles fósiles y las emisiones asociadas.
- **Reducción de gases de efecto invernadero:** Al integrar tecnologías renovables, se contribuye a mitigar el cambio climático.

2.5. DATOS DE LA CARGA

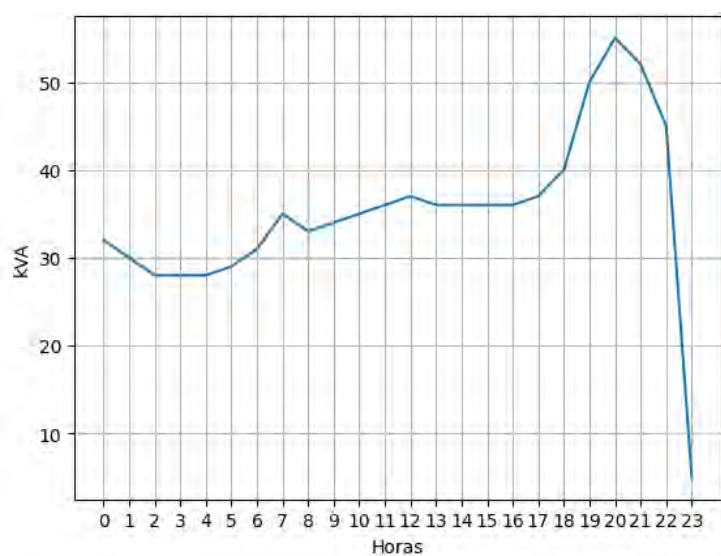
Para la identificación de regiones con mayor probabilidad de localización de la Generación Distribuida (GD), el programa A Probabilistic Methodology for Distribution Substation Location requiere el ingreso de información detallada de las cargas conectadas a la red en estudio, incluyendo sus coordenadas geográficas y las curvas horarias de demanda asociadas a cada punto de consumo. Estos datos permiten caracterizar espacial y temporalmente el comportamiento de la demanda eléctrica.

Asimismo, para la definición del esquema de generación más adecuado en términos de tecnología y capacidad de la GD y para el proceso de optimización de la red de distribución, el modelo matemático considera como insumo la Demanda Máxima del sistema analizado, junto con otros parámetros eléctricos relevantes. Esta información resulta determinante para evaluar el impacto de la GD sobre el desempeño de la red y asegurar una operación eficiente y confiable.

A continuación, se presentan los datos de carga utilizados en el análisis.

Figura 3

Diagrama de carga típico de la zona



Nota. Elaboración propia

El gráfico muestra la variación horaria de la carga total en la zona. Se observa un comportamiento relativamente estable entre las horas 0 y 23, con un pico máximo alrededor de la hora 20, seguido de una caída abrupta. Aunque visualmente se aproxima a los 60 A, no llega a ese valor. Cabe señalar que no se considera la potencia aparente en este gráfico, debido a la alta variabilidad de la potencia reactiva en sistemas de distribución con cargas mixtas. Por tanto, se ha optado por representar únicamente la potencia activa como referencia para el dimensionamiento de la GD.

Tabla 2

Ubicación de las cargas en la localidad de Quicemil

Carga	Coordenada X	Coordenada Y
CARGA 1	375	1125
CARGA 2	750	1875
CARGA 3	750	2250
CARGA 4	1125	1875
CARGA 5	1500	375
CARGA 6	1875	1875
CARGA 7	2250	1875
CARGA 8	1875	1500
CARGA 9	2250	1500
CARGA 10	2250	1125

Nota. Elaboración propia

Las coordenadas utilizadas corresponden a un sistema cartesiano plano, definido en metros, con origen arbitrario en el extremo inferior izquierdo del área de estudio. Este sistema permite calcular distancias euclidianas entre cargas y facilita la aplicación del algoritmo probabilístico para la localización de subestaciones. Los valores presentados en la Tabla 2 corresponden a la potencia horaria estimada de las cargas eléctricas consideradas en la zona de estudio durante un día típico del año 2019. Los datos se obtuvieron a partir de un levantamiento de cargas, identificando la potencia nominal de equipos representativos y su patrón de uso horario, en el intervalo de 0 a 23 horas. La potencia horaria de cada carga se estimó

considerando su potencia nominal y el nivel de utilización en cada hora del día, de acuerdo con el comportamiento típico del consumo eléctrico en la zona. Posteriormente, la información fue organizada en una matriz horaria, donde cada fila representa una hora y cada columna una carga específica, permitiendo definir el perfil de demanda eléctrica diaria.

Tabla 3

Potencia horaria de las cargas

Hs	Carga1	Carga2	Carga3	Carga4	Carga5	Carga6	Carga7	Carga8	Carga9	Carga10
0	101.3	42.1	33.4	220.9	136.6	5.5	12.4	51	68.1	112.7
1	101.3	33.6	26.6	176	108.8	4.4	9.9	40.7	54.3	89.8
2	90.8	33.6	26.6	176	108.8	4.4	9.9	40.7	54.3	89.8
3	90.8	33.6	26.6	176	108.8	4.4	9.9	40.7	54.3	89.8
4	90.8	33.6	26.6	176	108.8	4.4	9.9	40.7	54.3	89.8
5	101.3	36.2	28.7	189.8	117.4	4.8	10.6	43.8	58.5	96.8
6	117.6	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
7	255.4	42.1	33.4	220.9	136.6	5.5	12.4	51	68.1	112.7
8	410	42.1	33.4	220.9	136.6	5.5	12.4	51	68.1	112.7
9	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
10	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
11	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
12	410	46.7	37.1	245.1	151.5	6.1	13.7	56.6	75.5	125
13	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
14	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
15	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
16	410	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
17	412.3	44.8	35.5	234.7	145.1	5.9	13.1	54.2	72.4	119.7
18	412.3	50	39.7	262.3	162.2	6.6	14.7	60.6	80.9	133.8
19	415.8	67.8	53.8	355.5	219.8	8.9	19.9	82.1	109.6	181.3
20	415.8	67.8	53.8	355.5	219.8	8.9	19.9	82.1	109.6	181.3
21	137.8	62.5	49.6	327.9	202.7	8.2	18.4	75.7	101.1	167.2
22	117.6	54.6	43.4	286.5	177.1	7.2	16	66.2	88.3	146.1
23	101.3	4.6	3.7	24.2	14.9	0.6	1.4	5.6	7.4	12.3

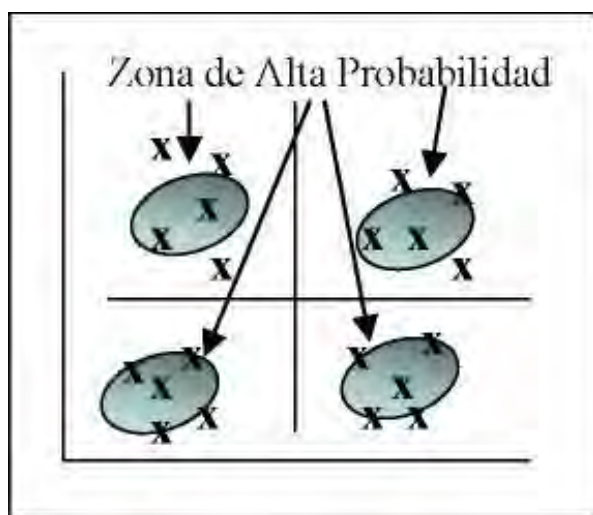
Nota. Potencias horarias estimadas a partir del levantamiento de cargas y patrones de uso diario representativos de la zona de estudio. Elaboración propia.

Este cuadro presenta la potencia activa (en kilovatios, kW) registrada por cada carga en intervalos horarios. Los datos fueron obtenidos mediante medidores digitales de energía con capacidad de registro horario, validados por el operador de red local. La precisión de los instrumentos cumple con la norma IEC 62053-21 para medidores clase 1, y los valores han sido procesados para eliminar inconsistencias por ruido o lecturas incompletas.

Debido a que las potencias individuales de las cargas superan los rangos típicos para generación distribuida de baja escala, se ha optado por agruparlas en conjuntos de carga. Esta agrupación permite que el programa A Probabilistic Methodology for Distribution Substation Location determine las regiones de mayor probabilidad para la localización de plantas de GD, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 4

Regiones óptimas para la localización de generación distribuida



Nota. Tomado de (Córdor, 2021)

El diagrama se construye sobre un sistema de ejes cartesianos bidimensional, con origen en el centro del área de estudio. Se representan los cuatro cuadrantes, permitiendo la inclusión de valores negativos en las coordenadas, lo cual es útil para modelar ubicaciones fuera del perímetro urbano o en zonas de expansión. Las elipses indican agrupamientos de cargas con

alta densidad energética, y las flechas convergentes señalan las zonas óptimas para la instalación de subestaciones o plantas de GD.

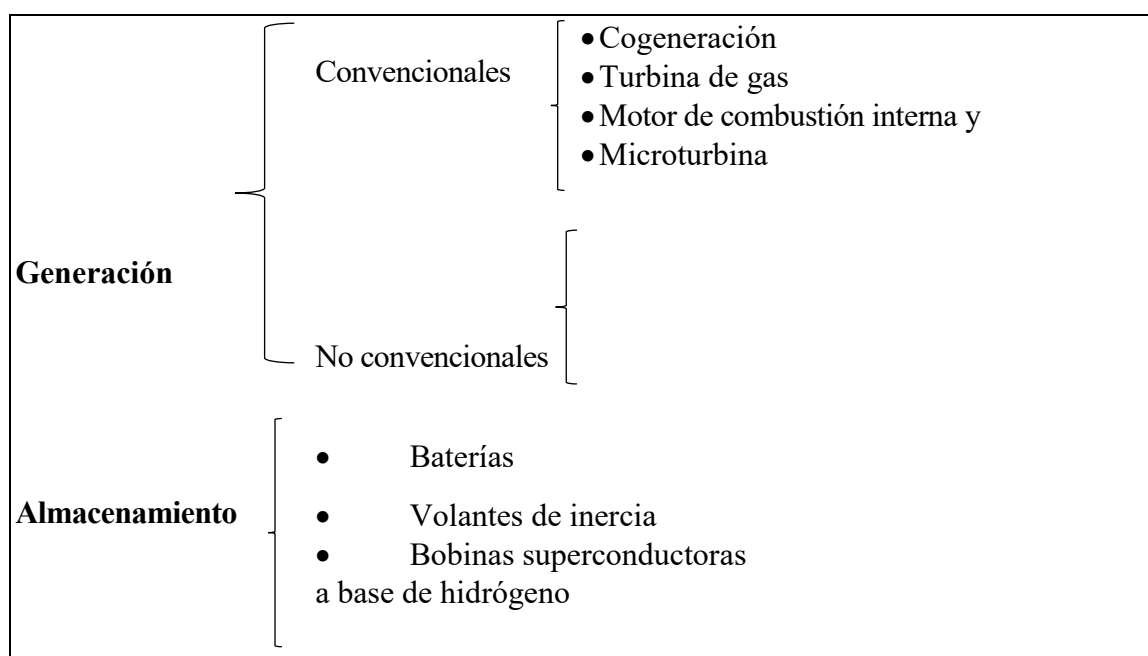
La localización final de cada subestación se determina según el centro de carga ponderado de cada grupo, considerando tanto la ubicación como la demanda horaria de cada nodo.

2.6. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PROPUESTAS

Las Tecnologías de Generación Distribuida se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento, tal y como se observa en la figura 5.

Figura 5

Tecnologías de GD



Nota. Elaboración propia

Las tecnologías de generación se dividen en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas. Las segundas se refieren a las energías no renovables, como la minihidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno. Se presentan las características de cada una de las tecnologías propuestas, costos y aplicaciones, entre otros.

De las tecnologías de Generación Distribuida presentadas, las siguientes serán propuestas para alimentar la carga bajo estudio:

- Turbinas a Gas
- Motores a Gas
- Motores Diesel
- Aerogeneradores
- Motores Reciprocantes- Combustible Gas
- Motores Reciprocantes- Combustible Diesel
- Microturbinas- Combustible Gas

Tal y como se comentará en el alcance de este Trabajo de Especialización, para la selección de las tecnologías propuestas se consideró el grado de desarrollo comercial de éstas, así como el rango de capacidades disponibles. No obstante, aunque los paneles solares representan una tecnología ampliamente aceptada en proyectos de Generación Distribuida, se decidió no incluirlos entre las opciones a ser optimizadas. Esto se debe a que, dada la dimensión de la carga a alimentar y la potencia máxima suministrada por cada panel actualmente entre 430 W y 705 W por unidad, dependiendo del tipo y fabricante se requeriría una superficie de instalación considerable y una inversión excesivamente elevada para satisfacer las condiciones de demanda planteadas en este caso de estudio.

Con la finalidad de considerar la posibilidad de alimentación de la carga desde el sistema de transmisión, se incluirá en el grupo de tecnologías a ser optimizadas una

subestación, para la cual se definirán niveles de tensión apropiados. Esta decisión responde a la necesidad de evaluar escenarios en los que la carga pueda ser abastecida desde niveles superiores de tensión, como ocurre en sistemas de media o alta tensión, especialmente cuando la demanda supera los rangos típicos de la generación distribuida convencional.

La capacidad de la subestación se ha estimado en 6 MVA, valor que coincide con configuraciones estándar utilizadas en sistemas eléctricos de distribución para zonas con demanda media-alta. Este nivel de capacidad permite atender cargas concentradas, mantener márgenes de reserva operativa y facilitar la integración con redes de transmisión existentes.

Para optimizar tanto la capacidad como la tecnología de la Generación Distribuida y de la subestación que alimentará la carga bajo estudio, se empleará la metodología de Programación Lineal, la cual permite resolver problemas de asignación de recursos bajo restricciones técnicas y económicas, garantizando una solución óptima dentro del espacio factible definido por el modelo.

2.7. RED DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución eléctrica es el conjunto de elementos que permite transportar la energía desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales. Está compuesto por alimentadores, transformadores, redes primarias y secundarias, y opera típicamente en niveles de media tensión (por ejemplo, 10 kV a 35 kV). Su función principal es garantizar el suministro confiable y eficiente de energía eléctrica, adaptándose a la demanda local y permitiendo expansiones progresivas.

Se presentaron los datos de la carga a la cual se le propondrá la red de distribución optimizada. Este grupo de cargas no se encuentra interconectado actualmente. Al esquema planteado para la interconexión se le aplicará la metodología de optimización, considerando tanto los alimentadores como la tecnología y capacidad de la Generación Distribuida.

Es importante destacar que, dada la magnitud de las cargas que deben ser alimentadas por la red de distribución propuesta y el nivel de tensión en el cual generan las tecnologías de GD, se requiere una configuración técnica adecuada. Para el caso de la subestación, se ha definido una capacidad de 6 MVA, pero aún no se ha optimizado su ubicación ni su configuración interna. Esta optimización se realizará en etapas posteriores del estudio, considerando criterios de eficiencia, costos y confiabilidad.

2.8. CARACTERÍSTICAS, COSTOS Y APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA TECNOLOGÍAS GENERACIÓN

Se presentan a continuación las tecnologías convencionales y emergentes utilizadas en proyectos de GD, junto con sus características técnicas, rangos de capacidad, eficiencia y costos asociados. Esta información es esencial para alimentar el modelo de optimización y seleccionar la tecnología más adecuada para el caso de estudio.

Tecnologías convencionales:

- Máquinas/motores diésel/gas
- Turbinas a gas
- Turbinas a vapor
- Minihidro

Tecnologías emergentes:

- Microturbinas
- Máquinas Stirling
- Paneles fotovoltaicos (FV)
- Aerogeneradores
- Celdas de combustible

Tabla 4*Componente tecnológicos (I)*

Comp.De Tecnol.	Máquina Diesel	Máquina a Gas	Turbina a gas. Ciclo	Microturbi na	Pila de Combustible	Paneles Fotovoltaicos
Estado de la	Comerci	Comercia	Comercia	Comercia	Pre-comercial	Comercial
Intervalo de	20-	50-	1000+	30-500	1-1000+	1+ Parque Solar
Tamaño (kW)	10000+	50000+				
Eficiencia (HHV)	<35%	28%-42%	~ 37%	~30%	< 55%	< 15%
Costo de Inversión	450	650-1000	700-900	600-1150	>4500	>5000

Nota. Tomado de González-Longatt, F. M. (2004). Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia. Universidad UNEFA.

La tabla 3 presenta el intervalo de potencia nominal (kW), eficiencia térmica (HHV), estado comercial y costo de inversión por tecnología. Sirve para comparar las opciones disponibles y alimentar el modelo de optimización con parámetros técnicos y económicos. Las unidades están expresadas en:

- Potencia: kilovatios (kW)
- Eficiencia: porcentaje (%) sobre el poder calorífico superior (HHV)
- Costo de inversión: dólares por kW instalado (USD/kW)

Tabla 5*Componentes tecnológicos (II)*

Comp. De Tecnol.	Máquina Diesel	Máquina a Gas	Turbina a gas.	Microturбина	Pila de Combustible	Paneles Fotovoltaicos
Costo adicional con recup. de calor (\$/kW)	100	150	150	350	Suele estar incluido	No aplica
Costo Op. Y Mtto (\$/kWh)	0.01	0.015	0.008	0.01	0.01	0.003

Eficiencia Global (Recup. De Calor)	80-85%	80-85%	80-90%	80-85%	80-85%
Área de equipos	0.22-0.31	0.28-0.37	0.02-0.35	0.15-0.35	0.9

Nota. Tomado de Centro de Energía, Universidad de Chile (2024). Informe final para ACESOL: Análisis de beneficios y costos de los Pequeños Medios de Generación Distribuida

La tabla 4 complementa el anterior, mostrando costos operativos, eficiencia global con recuperación de calor, área requerida por kW instalado y emisiones contaminantes. Es útil para evaluar el impacto ambiental, la viabilidad espacial y los costos de operación de cada tecnología.

Estas tablas permiten alimentar el modelo de optimización con parámetros técnicos y económicos confiables, facilitando la selección de tecnologías según criterios de eficiencia, costo, impacto ambiental y viabilidad espacial.

2.8.1. Tecnologías emergentes en máquinas de combustión

2.8.1.1.Máquinas de combustión interna

Máquinas reciprocantes: fueron desarrolladas hace más de cien años, y de hecho constituyen una de las primeras tecnologías utilizadas en generación distribuida basada en combustibles fósiles. Existen dos tipos principales: el ciclo Otto (ignición por chispa) y el ciclo Diesel (ignición por compresión).

Sus capacidades son amplias, abarcando desde unidades portátiles de aproximadamente 1 kW hasta sistemas industriales de hasta 10 MW, especialmente en configuraciones modulares para carga base. Actualmente, estas máquinas se emplean extensamente en aplicaciones de generación distribuida, tanto para el suministro de potencia eléctrica como en sistemas integrados de cogeneración, donde se aprovecha simultáneamente la energía térmica. Además, presentan una alta versatilidad en cuanto al tipo de combustible, pudiendo operar con gas natural, biogás, diésel, GLP, propano, butano, e incluso mezclas de diésel y gas natural, lo que

las convierte en una opción flexible para entornos con disponibilidad variable de recursos energéticos.

2.8.1.2. Máquinas de combustión externa

Máquinas Stirling: Emplea el ciclo Stirling, donde los gases de la máquina son inertes, están encerrados y son calentados por una fuente externa de calor, de forma que no ocurre combustión interna en la máquina.

La fuente externa de energía para calentar los gases no requiere de ningún tipo especial de combustible, haciendo a este dispositivo bastante versátil.

2.8.2. Energía solar

Existen tres tipos de aprovechamiento de la radiación solar: energía solar pasiva, energía solar activa y energía solar fotovoltaica (FV). La energía solar activa está diseñada para coleccionar la radiación del sol mediante sistemas concentradores solares de avanzada destinados a la generación de electricidad a través de colectores y concentradores y plantas con turbinas de vapor (ciclo Rankine o Stirling).

Existen tres diseños de plantas solares de generación de potencia:

- Colectores Solares Parabólicos (Solar Trough),
- Torres Solares de Potencia (Solar Power Towers),
- Concentradores de Discos/Platos (Solar Dish/Engine).

2.8.2.1. Energía solar fotovoltaica (FV)

El fenómeno fotovoltaico

- El fenómeno fotovoltaico consiste en la conversión de la energía solar o radiación solar en energía eléctrica mediante un dispositivo llamado celda solar.
- La celda solar es compuesta de materiales de estado sólido denominados “semi-conductores”.

- La celda solar no almacena energía y solo la genera cuando existe la fuente de radiación o luz.
- La conversión de energía se realiza sin partes móviles, ruidos, generación de radiaciones, mantenimientos especiales, ni contaminación.
- No se produce consumo de materiales, es renovable, cada vez que inciden fotones de luz se generan electrones, ni contaminación.

Principio del fenómeno fotovoltaico

- El fundamento del fenómeno fotovoltaico se basa en las características químicas particulares de los “semi-conductores”; el silicio es un elemento semi-conductor, es decir, enlaza más fuerte a los electrones que un metal como el cobre, pero menos fuerte que un aislante como el vidrio.
- En las celdas solares se emplea mayoritariamente silicio dopado con pequeñas cantidades de fósforo y boro, el fósforo posee 5 e- en su capa externa y el boro 3e- mientras que el silicio tiene 4 e-; esto genera un campo eléctrico entre capas de estos elementos.
- Cuando se coloca una fina capa de silicio dopado con fósforo y es irradiada con luz solar, los e- saltan de esta capa y viajan a través del campo eléctrico, por el circuito externo, hacia la capa de boro que es deficiente en e-; generándose una corriente eléctrica y un voltaje (Potencia y Trabajo).
- Se requiere de un material anti-reflexivo encima de la celda ya que el silicio es reflectivo.
- La cubierta de vidrio y los contactos colectores de corriente, junto con el armazón para sujetar las celdas, conforman el panel solar.

Tabla 6*Eficiencias típicas y máximas de celdas fotovoltaicas (STC)*

TIPO		EFICIENCIA TÍPICA MÓDULO [%]	DEL	EFICIENCIA MÁXIMA REGISTRADA MÓDULO (%)	DEL	EFICIENCIA MÁXIMA DEL MÓDULO EN LAB. [%]
Silicio Cristalino	Mono-	Dic-15		22,7		24,7
Silicio Cristalino	Multi-	Nov-14		15,3		19,8
Silicio Amorfo		5-Jul		-		12,7
Cadmium telluride		-		10,5		16,0
CIGS		-		12,1		18,2

Nota. Elaboracion propia**COSTO/VALOR DE LA ENERGIA SOLAR FV INTEGRADA A EDIFICACIONES****Costo:**

Módulo FV + Instalación + Inversor \longrightarrow Costo del Sistema Total

Valor:

- ~ 1.825 kWh/año por kW de FV instalada (5 horas de insolación).
- Atenuación de picos y compensación de cargas en el día.
- Alta confiabilidad.
- Energía limpia, Imagen verde.
- Energía producida en sitio y modular.
- Independiente de la variación del precio de la energía de la red.
- Bajos costos de O y M.

Tabla 7*Índice de precios de sistemas comerciales solares FV*

Instalación Tipo	Tamaño	Precio Sistema (\$)	Costo de Generación Solar FV (\$Cents/kWh)	Costo Electricidad (\$Cents/kWh)
Residencial:				
sistema instalado en casa en techo con baterías de respaldo y fuera de red	2 kWp	18.923 (9,46 \$/Wp)	Soleado: 39,6 Nublado: 87,0	8,8
Comercial:				
Sistema comercial instalado en terreno, conectado a red, sin potencia de respaldo	50 kWp	361.932 (7,24 \$/Wp)	Soleado: 29,2 Nublado: 64,2	7,8
Industrial:				
Sistema instalado en techo plano de edificación, conectado a red	500 kWp	2.450.711 (4,90 \$/Wp)	Soleado: 21,2 Nublado: 46,5	5,6

Nota. Elaboracion propia

En comunidades rurales los sistemas FV ofrecen la versatilidad de potencia cuando es necesaria, sin equipos adicionales. La energía eléctrica se produce en el sitio y momento que se necesita. Los sistemas de paneles fotovoltaicos son modulares, por lo que pueden ajustarse a las necesidades particulares.

Tabla 8*Algunas aplicaciones de la energía solar fotovoltaica*

Agricultura	Bombeo de agua, irrigación, cerca eléctrica para control de ganado
--------------------	--

Comunidades	Bombeo de agua para desalinización y sistemas de purificación de agua. Iluminación de escuelas, calles y plazas telecomunicaciones, carga de baterías
Doméstica	Iluminación para lectura y estudio, actividades que generan ingresos y mejoras en estándar de vida TV, radio, y pequeños artefactos eléctricos Bombeo y purificación de agua
Salud y Seguridad	Iluminación y telecomunicaciones en cuarteles, teatro de operaciones en frontera. Equipos Médicos. Refrigeración de vacunas. Comunicaciones (telefonía, radio). Bombeo y purificación de agua. Iluminación de seguridad, balizaje aeropuertos Protección catódica de equipos y tuberías.
Pequeñas Empresas	Sistemas de iluminación para extender horas de negocios y aumentar productividad. Potencia para equipos menores, máquinas de coser, refrigeración, molinos de granos, servicio de carga de baterías, bombeo de combustible.

Nota. Elaboracion propia

2.8.3. Energía eólica

Para el aprovechamiento de la energía proveniente del viento, se analizan los vientos de superficie y vientos locales. Los dispositivos que convierten la energía del viento en energía eléctrica se denominan Aerogeneradores; estos obtienen la potencia convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) que actúa sobre las palas del rotor.

2.8.3.1. Los vientos y su energía

- La energía del viento es en cierta forma un tipo de energía solar, producida por el

calentamiento disperejo de la superficie de la tierra.

- Los recursos eólicos son mejores en las costas y colinas; sin embargo, estos se pueden encontrar en prácticamente cualquier zona.
- La energía eólica es menos predecible que la solar, pero más predecible que las lluvias (energía hidroeléctrica) y suele estar disponible más tiempo durante un día.
- Todo proyecto de instalación de un sistema de generación de energía eólica requiere de una detallada evaluación de velocidades de viento del sitio de por lo mínimo un (1) año, y completar el análisis de datos históricos de vientos de localidades cercanas (aeropuertos, estaciones meteorológicas cercanas).
- La justificación económica de un sistema eólico es muy sensible a las velocidades promedio anuales de los vientos ($>4,4$ m/s), y en menor grado, al costo de la electricidad comprada.
- A partir de datos de velocidades de viento se podrá obtener el estimado de potencia por día, mes y año del sistema y el costo del kWh generado.
- Los vientos tienen comportamiento estacional, y por lo general son mejores en invierno y menos importantes en verano (hemisferios N y S $> 20^\circ$), justo lo opuesto a la energía solar, por lo que ambas tecnologías se pueden complementar y operar con sistemas híbridos.
- Como consecuencia de lo anterior, uno de los segmentos de mercado más atractivos para los fabricantes de aerogeneradores de pequeña escala —es decir, aquellos con capacidades inferiores a 100 kW— lo constituyen los propietarios que ya cuentan con sistemas solares fotovoltaicos. Estos usuarios representan una oportunidad estratégica, ya que podrían ampliar su capacidad de generación eléctrica mediante la incorporación de energía eólica, aprovechando la complementariedad entre ambas fuentes renovables.

- Existen dos diseños generales de aerogeneradores. De eje Horizontal, considerados los más comunes y más desarrollados tecnológicamente y comercialmente. De eje Vertical, en sus diseños tipo Darreius y Tipo S o Savonius.

La cantidad de energía transferida por el viento al Aerogenerador depende de:

- Velocidad del viento (V).
- Densidad del aire (d). El aire frío es más denso y proporciona mayor energía y potencia.
- Área del rotor o barrido (A).

2.8.3.2.Fórmula de la potencia del viento

La potencia cinética del viento que atraviesa perpendicularmente el área barrida por el rotor de una turbina eólica se expresa mediante la siguiente relación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

donde el área barrida por el rotor se define como:

$$A = \pi r^2$$

por lo tanto, la ecuación puede escribirse como:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V^3$$

Donde:

- P : Potencia del viento [W].
- ρ : Densidad del aire [kg/m^3], considerada como $1.225 kg/m^3$ bajo condiciones estándar (nivel del mar, $15^\circ C$).
- V : Velocidad del viento [m/s].

- r : Radio del rotor [m].
- A : Área barrida por el rotor [m^2].

2.8.3.3.Fórmula de la potencia del aerogenerador

Es imposible extraer toda la potencia contenida en una sección de viento. La Ley de Betz, formulada por Albert Betz en 1919, establece que un aerogenerador solo puede aprovechar como máximo el 59.3% de la energía cinética del viento que atraviesa su rotor. Además, existen pérdidas adicionales por ineficiencias en el rotor, la caja de engranajes, el generador eléctrico y otros componentes mecánicos y eléctricos.

Estas pérdidas han sido comprobadas mediante modelos matemáticos y simulaciones por etapas, que permiten analizar el comportamiento dinámico de cada componente del aerogenerador. Por ejemplo, estudios recientes sobre aerogeneradores de imán permanente y convertidores de tres etapas han demostrado que la eficiencia global del sistema depende de la interacción entre el diseño aerodinámico, la transmisión mecánica y la conversión eléctrica (<http://scielo.sld.cu/>, s.f.).

La potencia eléctrica generada por un aerogenerador se obtiene considerando las pérdidas aerodinámicas y mecánicas del sistema, expresándose como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta_g \eta_c \quad (2.2)$$

donde el área barrida por el rotor está definida como:

$$A = \pi r^2$$

Por lo tanto, la ecuación puede escribirse de forma desarrollada como:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V^3 C_p \eta_g \eta_c$$

Donde:

- P : Potencia eléctrica generada [W].
- ρ : Densidad del aire [kg/m^3], considerada como $1.225 kg/m^3$ bajo condiciones estándar (nivel del mar, $15\text{ }^{\circ}C$).
- V : Velocidad del viento [m/s].
- r : Radio del rotor [m].
- A : Área barrida por el rotor [m^2].
- C_p : Coeficiente de potencia del aerogenerador, limitado por el límite de Betz ($C_{p,m\acute{a}x} = 0.59$); valores prácticos típicos entre 0.30 y 0.45.
- η_g : Eficiencia del generador eléctrico (típicamente 0.80-0.95).
- η_c : Eficiencia de la caja de engranajes o sistema de transmisión (típicamente 0.80–0.95).

2.8.3.4. Factor de capacidad de un aerogenerador

Una forma técnica de evaluar el desempeño energético de un aerogenerador es mediante el denominado Factor de Capacidad (Capacity Factor). Este indicador representa la relación entre la energía eléctrica realmente producida por la máquina durante un período determinado y la energía que habría generado si hubiese operado continuamente a su potencia nominal máxima durante ese mismo período.

Matemáticamente, se expresa como:

$$\text{Factor de Capacidad} = \frac{\text{Energía real generada}}{\text{Potencia nominal} * \text{Tiempo Total}}$$

En condiciones reales, el valor del factor de capacidad depende de la ubicación, el diseño del aerogenerador y la calidad del recurso eólico. Los valores típicos son:

Tipo de Instalación	Factor de Capacidad (%)
---------------------	-------------------------

Onshore (interior)	25–30
Onshore (costa)	30–35
Offshore (marino)	40–45

Estos valores reflejan el rendimiento promedio anual de aerogeneradores comerciales en distintas ubicaciones (www.calculatorsconversion.com, s.f.). El período de vida útil de un aerogenerador moderno se estima entre 15 y 20 años, aunque puede extenderse mediante mantenimiento preventivo y repotenciación de componentes críticos (Aerogeneradores.com, s.f.).

2.8.3.5. Requerimientos para la instalación de generadores eólicos

1. Datos de vientos

- Histograma de velocidades de viento vs. hrs/año
- Indicación de niveles de ráfagas y picos de vientos.
- Frecuencia de dirección del viento.
- Fotografías de la localización.

2.- Condiciones Climático-Ambientales

- Temperatura promedio, máxima y mínima (°C/mes).
- Temperatura extrema máxima y mínima (°C/mes).
- Concentración de sal en el aire.
- Concentración de partículas en el aire (arena y polvo) y riesgo de tormentas de arena.
- Humedad relativa del aire.
- Factor de corrosión.
- Densidad del aire.

3.- Información de las cargas o red eléctrica principal

- Voltaje, frecuencia (Hz), fluctuaciones, frecuencia y confiabilidad de la red.

-Descripción de las cargas para sistemas aislados de red.

- 4.- Localización, análisis de obstáculos del entorno, permisos locales.
- 5.- Análisis de suelos para dimensionar las fundaciones/anclajes, según condiciones de suelos, viento y normas locales.
- 6.- Entrenamiento de técnicos de servicio y técnicos locales.
- 7.- Montaje e instalación (disponibilidad de grúas para levantamiento de turbina).

2.8.3.6.Ventajas de la energía eólica

- Fuente limpia.
- Fuente de energía local, doméstica, autóctona y abundante.
- Comparada con otras fuentes renovables, es una de las menos costosa (0.04-0.07 \$/kWh).
- Proyectos pueden construirse en zonas agrícolas, ganaderas y rurales, favoreciendo las economías locales, donde la tierra se puede emplear sin interferencia del emplazamiento.
- Ofrece atractivos beneficios de alquiler de tierra a sus dueños.
- Demostrado crecimiento de parques eólicos a escala de red pública en los últimos 5 años (32%/año), con capacidad actual de casi 32.000 MW.

2.8.3.7.Desventajas de la energía eólica

- Debe competir sobre una base de costos con otras fuentes y tecnologías convencionales.
- Dependiendo de la calidad del recurso (vientos) puede llegar a ser más o menos competitiva.
- Inversión inicial (CAPEX) alta para proyectos individuales y para proyectos a escala de red muy superior a plantas térmicas de gas, Por ejemplo.
- Fuente intermitente, no siempre está disponible cuando se requiere.

- Localidades de excelentes prospectiva suelen estar alejadas de las zonas de demanda, requiriendo costos adicionales de transmisión y distribución.
- La venta de electricidad eólica a la red (factor de penetración en sistemas interconectados) en ocasiones no es muy alta (<10%) por su naturaleza intermitente.

2.8.3.8. Impacto ambiental de aerogeneradores

- Efectos meteorológicos sobre el microclima: reducción en la velocidad del viento; sin embargo, los árboles locales pueden ejercer el mismo efecto, por lo que es poco significativo.
- Efectos en Fauna y Flora: efecto de los rotores al vuelo de aves locales y migratorias; estudios de proyectos requieren de análisis del paso de aves.
- Ruido: efecto notable en máquinas mayores a 100 kW con rango audible de <52 dB a 200 mts., lo que equivale a un ruido de fondo.
- Interferencias con ondas de TV y Radio: movimiento de rotores (palas) reflejan ondas electromagnéticas y pudieran generar cierta interferencia en zonas locales.
- Seguridad: alrededor de instalaciones por posible ruptura y caída de rotores y máquinas; los proyectos exigen cierta ventana de separación con actividades locales. Impacto visual no estético: de un grupo de aerogeneradores, en ocasiones puede afectar la calidad visual de la localidad del emplazamiento.

2.8.4. Mini hidro

2.8.4.1. Hidroelectricidad a pequeña escala

Se refiere a la generación de energía eléctrica proveniente de la energía cinética y potencial del agua en movimiento y almacenada, para su empleo en aplicaciones locales, pequeñas aldeas, así como en aplicaciones residencial, comercial e industrial.

La planta mini hidro operan en forma idéntica a las grandes centrales hidroeléctricas, capturan la energía del agua y la convierten en energía mecánica al pasar por turbinas, las cuales se acoplan a generadores para producir energía eléctrica.

Es una fuente renovable de energía en la medida que se recuperen los volúmenes y flujos de agua, los cuales están asociados al ciclo del agua en la Tierra.

2.8.4.2. Aprovechamiento de la micro-hidroelectricidad.

Las fuentes potenciales de potencia eléctrica a partir de pequeñas plantas hidroeléctricas son muy variadas:

- Ríos pequeños y medianos.
- Corrientes y cascadas.
- Diferencias naturales en altura en lagos y
- Canales de irrigación.

La cantidad de energía eléctrica que una planta hidroeléctrica puede (en teoría) generar depende de dos factores:

- La caída o desde que tan alto cae el agua; este factor es directamente proporcional a la energía del agua en movimiento. Tiene que ver con la pendiente del terreno o curso del agua. La caída se mide en metros o pies. A este término también se le conoce como carga estática.
- El caudal o volumen de flujo, mayor volumen pasando a través de una turbina, mayor será la energía producida; lo que importa es el volumen de flujo y este se mide en m^3/s o galones por minuto (gpm).

Esos dos factores se traducen en el empleo de dos tipos o categorías de instalaciones de plantas hidroeléctricas:

Alta caída y bajo volumen de flujo, éstas emplean el “momentum” o alta velocidad de flujo y las turbinas empleadas en este tipo de instalación se denominan turbinas de impulso, ya que el agua al caer crea un empuje directo al golpear en las aspas de la turbina.

Baja caída y alto volumen de flujo, en estos diseños se aprovecha la energía del volumen y masa de agua que pasa por la turbina. Estas se denominan turbinas de reacción ya que actúan en función de la reacción que causa la presión del agua, generando una fuerza de reacción más que de impulso. Estas pueden operar en caídas pequeñas de hasta 1mt, pero requieren de altos volúmenes de flujo de agua, comparadas con las del tipo de impulso.

Para aprovechar y administrar la captura de la energía del agua se construyen represas para bloquear su flujo y canalizarlo mediante un canal o tuberías dirigidas hacia las turbinas que están conectadas a generadores de energía eléctrica.

La energía aprovechable de un recurso hídrico depende principalmente de la altura de caída y del caudal disponible, así como de la eficiencia de los equipos electromecánicos de la instalación. La potencia hidráulica teórica disponible puede expresarse mediante la siguiente relación:

$$P_t = \rho g Q H \quad (2.3)$$

donde, al considerar condiciones estándar y expresar la potencia en kilovatios, la ecuación se simplifica a:

$$P_t = 9.81 Q H \quad (2.4)$$

La potencia hidráulica teórica es convertida en potencia mecánica por la turbina y posteriormente en potencia eléctrica por el generador. Debido a las pérdidas mecánicas y eléctricas del sistema, la potencia eléctrica neta o real disponible se expresa como:

$$P_{\text{real}} = 9.81 Q H \eta \quad (2.5)$$

Donde:

- P_t : Potencia hidráulica teórica [kW].
- P_{real} : Potencia eléctrica neta disponible [kW].
- ρ : Densidad del agua [kg/m^3], aproximadamente $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$.
- g : Aceleración de la gravedad [m/s^2], $9.81 \text{ m}/\text{s}^2$.
- Q : Caudal del agua [m^3/s].
- H : Altura de caída neta [m].
- η : Eficiencia global del sistema (turbina–generador), con valores típicos menores que 1.

Tabla 9

Clasificación de instalaciones hidroeléctricas de pequeña escala

Tipo	Capacidad
Pequeña	Término general empleado para instalaciones menores a 1.000 kW, y en general en los intervalos de potencia entre 500 y 1.000 kW
Mini	Capacidades entre 100y 500 kW
Micro y Pico	Instalaciones hidroeléctricas menores a 100 kW y para el término Pico, pueden llegar a ser de hasta 60-100 kW.

Nota. Elaboración propia

Tabla 10

Tipos de turbinas en aplicaciones mini-hidro

Tipo de Turbina	Caída Baja	Caída Media	Caída Alta
Acción	Cross-Flow	Pelton Multi-Jet Cross-Flow Turgo	Pelton Turgo
Reacción	Francis Kaplan/Hélice		

Nota. Elaboración propia

2.8.4.2.1. Características de la energía hidroeléctrica a pequeña escala

- Las instalaciones eléctricas a pequeña escala combinan las ventajas de las grandes centrales con las de la Generación Distribuida; sin las desventajas ambientales de las grandes centrales.
- Fuente limpia de energía.
- No consume agua, la emplea, y después de su uso, puede utilizarse para otras actividades (regadíos).
- Alta eficiencia de conversión; energía potencial a energía mecánica y eléctrica es muy eficiente (70%).
- Cada 600 kWh de electricidad generada mediante una planta Hidro es equivalente a 1 barril de petróleo (asumiendo una conversión de petróleo a electricidad de 38%).
- Evita los costos de transmisión y distribución.
- Se implanta y gerencia localmente.
- Algunas aplicaciones incluyen: potencia para bombeo e irrigación en agroindustria, y pequeñas industrias locales.
- El contexto en el que se puede desenvolver favorablemente las instancias mini-Hidro incluye:
 - Descentralizado.
 - Demanda pequeña de potencia (industrias pequeñas, granjas, comunidades rurales)
 - Redes de distribución pequeñas de bajo voltaje (redes sub-regionales) operadas por pequeñas empresas, comunidades con trabajadores adiestrados.
 - Periodos de planificación y construcción de instalaciones son cortos con el uso de materiales y recursos locales.
 - Puede lograr un impacto sustancial en los estándares locales de vida dependiendo de la potencia generada.

Algunas ventajas:

- La energía está continuamente disponible con la demanda, dada una caída y caudal razonables.
- La energía disponible es predecible y se puede administrar.
- No requiere de combustible y el mantenimiento es bajo.
- Emplea tecnología robusta y duradera; sistemas de 50 años de duración sin mayores inversiones nuevas.
- Emplea recursos locales eliminando la dependencia de importar fuentes de otro tipo (fósiles).
- Impacto ambiental mínimo; la alteración del hábitat suele ser mínimo con poca afectación del cuerpo de agua y de los peces.

Algunas dificultades:

- Es una tecnología que depende específicamente del sitio donde está disponible el recurso y las condiciones del terreno, en ciertas regiones la disponibilidad de capturar la energía Hidro cercana a localidades donde existe potencial económico no es muy común.
- Existe un máximo de potencia útil para una instalación Hidro, lo que limita la posibilidad de expansión de actividades que emplean dicha energía.
- Los caudales de los ríos suelen variar considerablemente con las estaciones, en especial en las regiones donde existe el Monzón, lo que limita la cantidad de energía firme que estaría disponible a una fracción del potencial pico de potencia por diseño.
- En algunas regiones, la falta de familiaridad con la tecnología y el cómo aplicarla en la explotación del recurso Hidro, limitan su utilización.

2.8.4.2.2. Consideraciones económicas de instalaciones mini-hidro

- Estimaciones económicas pueden variar dependiendo de:

- Ubicación de la planta y recursos.
- Capacidad de potencia (por lo general, mientras mayores son más económicas por unidad de kWh generado).
- Caída y caudal de agua promedio del año; los sitios de altas caídas son más económicos.
- Cuánto trabajo de construcción puede hacer el dueño u operador.
- Topografía del lugar y movimiento de tierra requerido.
- Ubicación de la planta Hidro en relación al lugar de la demanda de potencia.
- Disponibilidad de personal obrero capacitado en la zona para llevar a cabo la obra civil.

2.8.4.3. Microturbinas

Son dispositivos de combustión para la generación de potencia y calor basados en la tecnología de turbinas, con potencias comprendidas entre aprox. 30 kW y 300 kW.

Suelen operar a altas velocidades promedio del orden de 90.000 rpm, donde la turbina y el compresor están montados en el mismo eje junto con el generador eléctrico; con este diseño se dispone de un solo componente en movimiento, y se elimina la posibilidad de cajas de engranajes y otras partes móviles asociadas.

Tabla 11

Componentes básicos de una microturbina

Componente	Función
Tecnología	Microturbinas son máquinas de combustión típicamente de un solo eje, donde el compresor, la turbina y el generador se ubican en el mismo eje, de esta forma posee una sola parte móvil. Por las altas velocidades de operación (>90.000 rpm) el eje está soportado sobre rodamientos hidrodinámicos de aire.

Alternador/Generador	<p>Los diseños del alternador son compactos de imanes permanentes de dos o cuatro polos, montados sobre el rotor, algunos modelos incluyen materiales avanzados de carbono para retener las camisas del rotor por las altas velocidades.</p>
Electrónica de Potencia	<p>La frecuencia generada por el alternador es de tres fases y muy alta, variando entre 1.500 Hz a 4.000 Hz. Por lo general, se rectifica primero la alta frecuencia y luego se invierte a 50 Hz o 60 Hz, tres fases.</p>
Sistema de Control	<p>Los diseños actuales incorporan sistemas de potencia digital que permiten “leer” las condiciones de equipos y de la red y tratar de acoplarse o simularlos para igualar las condiciones y suministrar valores de operación óptimos; se incluyen data logging, acondicionamiento de señal, diagnóstico y comunicaciones de control y remotas.</p>
Recuperador	<p>El uso de un recuperador aumenta la eficiencia de las microturbinas de 14% (ciclo simple) a 28%-30%; es un intercambiador de calor que aumenta la temperatura del aire de entrada para disminuir la cantidad de combustible requerido en aumentar la temperatura de operación.</p>

Nota. Elaboración propia

2.8.4.3.1. Clasificación de microturbinas

Los modelos actuales de microturbinas se pueden clasificar según su funcionamiento:

- Ciclo simple o no recuperada, en esta microturbina el aire comprimido se mezcla con el combustible y se quema bajo condiciones de presión constante. Los gases resultantes se expanden a través de la turbina para realizar trabajo mecánico. Estas microturbinas son

menos costosas, más confiables y poseen mayor disponibilidad de calor para aplicaciones de co-generación, como es el caso de aplicaciones industriales. Operan con eficiencias eléctricas del 14% al 16%.

- Recuperadas, las unidades llamadas recuperadas utilizan un intercambiador de calor (malla eléctrica) que recupera parte del calor de los gases calientes de escape y los transfiere al aire de entrada usado en el proceso de combustión. Al estar precalentado el aire, menor cantidad de combustible se requiere para elevar la temperatura de trabajo de la turbina. Este sistema posee mayor relación de energía térmica a eléctrica que las no-recuperadas y pueden alcanzar eficiencias del 26% al 32%.

Tabla 12

Parámetros de desempeño de tipos de microturbina a condiciones ISO

Parámetro	Microturbina Recuperada 30 kWe	Microturbina Ciclo Simple 30 kWe
Potencia Salida (kWe)	30	30
Eficiencia (%)	27	14
Flujo Combustible (Btu/hr)	420	800
Consumo Específico de Calor, Heat Rate (Btu/kWe)	12.6	24
Temperatura Gases Salida (°C)	260	520
Energía Gases Escape (Btu/hr)	290	680
Emisiones Gases, Nox, ppmv	<9	<35

Nota. Elaboración propia

Las eficiencias de las turbinas varían en función de:

- Nivel de carga o funcionamiento de la microturbina: A menores niveles de carga, menores eficiencias.
- Temperatura exterior: La temperatura exterior afecta la densidad del aire, a mayor

temperatura la densidad del aire disminuye.

- Altura o presión del aire: La altura afecta la densidad del aire; se aplica un factor de reducción de la potencia (Power derating) de 1% por cada 100 mts de altura.

2.8.4.3.2. Características típicas de microturbinas

- Dispositivos de tamaño pequeño, bajo peso y alta densidad de potencia. En un área de apenas 1,5 m² y con 600 kg de peso se pueden generar 60 kWe de potencia. Esto equivale al 20% del tamaño y peso de un generador tradicional basado en máquinas reciprocantes.
- Manejo de variedad de combustibles. Microturbinas pueden emplear diversos combustibles: Gas natural (alta o baja presión, gas de pozo); combustibles líquidos (GLP, kerosén, Diesel, JetFuel, Metanol y Etanol); combustibles provenientes de desechos industriales y municipales (Biogas de relleno sanitario o tratamiento de aguas o gases de minas).
- Potencia estable y limpia. Cumplen IEEE19 y EU (G59). La alta frecuencia AC del generador produce una suave señal de onda y distorsión armónica <3%.
- Emisiones ambientales bajas. Muy bajas emisiones de NOx, (<10ppmv) y despreciables de hidrocarburos no quemados, debido a altas relaciones aire/combustible en la cámara de combustión.
- Mínimas vibraciones y ruido. Prácticamente sin vibraciones al ser dispositivos de altísima velocidad y el ruido por lo general es bajo, <65 dB (varía con los fabricantes).
- Confiabilidad y mantenimiento. Las microturbinas con una sola parte móvil principal típicamente proveen una mayor confiabilidad que tecnologías tradicionales en despliegue. Valores típicos de disponibilidad y confiabilidad del dispositivo son >90%. Como consecuencia de la confiabilidad, en mantenimiento en el ciclo de vida operativa de una microturbina es menor que otros dispositivos basados en combustión, con costos que pueden ser del orden de 0,005 a 0,007 \$/kWh.

- Ciclo de vida. Una microturbina con mantenimiento de rutina puede lograr un mantenimiento mayor (overhaul) a las 40.000 y hasta 75.000 hrs. De operación dependiendo de la tecnología y diseño.
- Aprovechamiento de calor. Según la distribución de energía de un combustible en una microturbina, estos dispositivos son excelentes sistemas de generación de calor totalmente aprovechable para diversas aplicaciones de co-generación o CHP (combined heat and power).
- Precios competitivos. Las empresas fabricantes de microturbinas están realizando esfuerzos por lograr precios competitivos que permitan su penetración en los mercados de Generación Distribuida de Potencia y Calor. Precios actuales son del orden de 1.100 a 1.300 \$/kWe.
- Instalación. Por su simplicidad y diseño compacto integrado, la obra civil requerida para su instalación es muy sencilla y económica.

2.8.4.3.3. Aplicaciones básicas de microturbinas

- Potencia con Conexión a Red o Aliviar picos
- Potencia base
- Potencia aislada (StandAlone)
- Potencia en espera (Standby)
- Potencia en espera con respaldo UPS
- Modo Dual (Conexión a red y espera)
- Modo dual con UPS

2.8.5. Celdas de combustible

Las celdas de combustibles son dispositivos de generación de electricidad basados en la reacción electroquímica bien definida de un combustible.

Cada celda de combustible tiene dos electrodos porosos, un cátodo (+) y un ánodo (-) en donde ocurren las reacciones y se produce la corriente eléctrica.

Estos electrodos poseen un catalizador que promueve y acelera las reacciones electroquímicas que tienen lugar. Los electrodos están separados mediante un electrolito por donde circulan ciertos iones (de un electrodo al otro) como producto de las reacciones en los electrodos. En la celda de combustible, el combustible no se quema en una llama, sino que es oxidado electroquímicamente, por lo que este dispositivo no está sujeto a las restricciones de las leyes termodinámicas que gobiernan las máquinas de combustión, donde existen eficiencias teóricas máximas para esas máquinas.

Algunos tipos de celdas de combustible también producen una importante cantidad de calor que se puede emplear para diversas aplicaciones, aumentar la eficiencia global del dispositivo y aprovechar mejor la energía química del combustible.

Las celdas de combustible se asemejan a las baterías o pilas en cuanto a sus componentes y principio de generación de energía eléctrica.

La diferencia principal de fundamenta en que:

La batería es un dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica y esta opera hasta que se consuman los reactivos; en otras palabras, su máxima cantidad de energía vendrá limitada por la cantidad de reactivos químicos que contenga. Una vez consumidos éstos dejarán de suministrar energía, es decir, se habrá descargado.

Existen baterías que se pueden recargar suministrándoles energía externa, logrando revertir las reacciones y regenerando los componentes químicos, para ser utilizadas de nuevo en la generación de electricidad. En teoría, la Celda de Combustible es un dispositivo con capacidad de producir electricidad en la medida que se le suministre el combustible y el oxidante.

En la práctica, debido a la naturaleza y comportamiento de los materiales con los que están construidas las celdas de combustibles, éstas tienen un tiempo útil determinado por el ciclo de vida de dichos materiales. Los reactivos más simples empleados en celdas de combustible son el hidrógeno como combustible y el oxígeno como oxidante.

Como resultado de su principio de operación, basado en una reacción electroquímica, estos dispositivos a distinción con las máquinas de combustión interna o turbinas, no están sujetos a las limitaciones termodinámicas (p. ej. Ciclo Carnot) y son por lo tanto mucho más eficientes en extraer la energía química de los combustibles, además de poder aprovechar aún más el calor producido.

2.8.5.1.El fenomeno de la celda de combustible

En una celda de combustible un *combustible* se alimenta continuamente en el Ánodo (electrodo negativo) y un *oxidante* (generalmente aire) se alimenta en el Cátodo (electrodo positivo). La reacción química se lleva a cabo a través de los electrodos separados por un electrolito conductor de iones, pero que hace de barrera para que no se mezclen ambos reactivos y también funciona como parte del circuito eléctrico.

2.8.5.2.Clasificación de las celdas de combustible

Existe una variedad de etapas de desarrollos en los diversos tipos de Celdas de Combustible y éstas se pueden clasificar según diversos criterios; sin embargo, el criterio mejor empleado las clasifica por el tipo de electrolito.

- Celda de combustible de electrolito Polimérico o Polymer Electrolyte Fuel Cell (PEFC).
- Celda de combustible Alcalina o Alkaline Fuel Cell (AFC)
- Celda de Combustible de Ácido Fosfórico o Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)
- Celda de combustible de Carbono Fundido o Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC).
- Celda de Combustible de Óxido Sólido o Solid-Oxide Fuel Cell (SOFC)
- Celda de combustible de Oxidación Directa de Metanol o Direct Metanol Fuel Cell

(DMFC).

2.8.6. Almacenamiento y administración de energía

Almacenamiento de energía como herramienta para contrarrestar problemas en la calidad y confiabilidad en el suministro de la red.

Balancear o complementar fluctuaciones en suministro y demanda de electricidad: Corta duración (controlar frecuencia/voltaje para estabilidad); larga duración (gerenciar la energía y sus reservas); saltos en voltaje pueden sobrellevarse mediante la inyección de “energía almacenada oportunamente”.

- Complementar a la generación primaria.
- Mejora en el uso de la red.
- Apoyo en las transiciones entre el suministro de la red y la generación local, o entre fuentes de potencia, para asegurar las actividades productivas y estratégicas que requieren electricidad.

2.8.6.1. Tipos de almacenamiento de energía

Tecnologías: Mecánica, eléctrica, química y electroquímica.

Nivel de potencia y energía: Gran escala y pequeña escala.

Aplicación: Suministro de potencia de calidad y confiabilidad en sitio; suministro potencia bruta a redes.

Modalidad: Centralizada, Descentralizada o Distribuida.

Tipos de almacenamiento de energía

Tabla 13

Modos de almacenamiento de energía

INDIRECTOS	Hidro- energía potencial en embalses o tanques Térmica: Alta Temperatura, sal fundida para generar vapor Media Temperatura,
------------	---

	calor de procesos, agua caliente Baja Temperatura, agua fría, mezclas criogénicas Aire Comprimido: en tanques o yacimientos Química: hidrógeno, gas natural, hidrocarburos, carbón Baterías: comerciales y emergentes Volantes de inercia avanzados: Flywheels
DIRECTOS	Materiales superconductores Ultracapacitores

Nota. Elaboración propia

2.8.7. Ultracapacitores

Un Capacitor es un dispositivo que almacena carga eléctrica y por ende energía eléctrica a través de dos placas paralelas cargadas y separadas por un material dieléctrico (no conductor). Al aplicar carga (VDC) a una de las placas, se repele la carga en la placa opuesta hasta que se equilibra y se dice que se ha cargado a su valor de Capacitancia.

La Capacitancia se mide en Faradios o carga de electrones ($1F = 6,28 \times 10^{18} e^-$) y representa la habilidad del dispositivo de almacenar carga.

La Capacitancia es proporcional al área de las placas paralelas e inversamente proporcional a la separación entre las placas.

Un capacitor funciona en cierta forma como una batería, pero se carga y descarga en forma más eficiente y rápida.

El término de Ultra, Super-Capacitores se ha asignado a los capacitores con elevados valores de capacitancia (> 1 Faradio).

A diferencia de los capacitares convencionales, los Ultracapacitores alcanzan sus altas cargas mediante el desarrollo de elevadas áreas de superficie en las placas y mejores diseños de sus estructuras, así como en el manejo efectivo de las separaciones de las placas, a nivel prácticamente molecular.

Los modelos comerciales actuales están empleando materiales avanzados de carbono como electrodos aprovechando las ventajas de este material de poderse manejar a nivel de nano-estructuras con elevadísimas áreas superficiales. También emplean electrolitos de polímeros orgánicos.

El diseño de Ultracapacitores comerciales está dirigido a obtener:

- Altas densidades de energía.
- Altos ciclos de carga/descarga.
- Mínima Auto-Descarga.
- Baja ESR (Equivalent Series Resistance).
- Mínimas variaciones con el ambiente y condiciones de su empleo.

Los Ultracapacitores incrementan la eficiencia y habilidad de una fuente de energía en el manejo de cargas picos.

2.8.8. Volantes de inercia

Los volantes de inercia o Flywheels son dispositivos de almacenamiento de energía en base a la inercia rotacional de un rotor.

Se considera un dispositivo electromecánico.

Los volantes de inercia modernos incluidos en esta categoría consisten de dispositivos de generación de energía eléctrica basada en el principio de un motor/generador a través de un cilindro de gran masa rotante soportado por un estator que levita magnéticamente sobre molineras, para eliminar desgaste y aumentar la vida útil.

Este dispositivo se conecta a un motor/generador sobre el estator que, a través de un sistema de potencia electrónica, interacciona con la red o sistemas externos de potencia.

Una característica operativa de estos dispositivos es que brindan un intermedio entre almacenamiento de largo plazo y entrega de potencia inmediata con excelentes características de ciclicidad y de seguimiento de carga.

Los volantes de inercia son dispositivos de alta densidad de energía (kWh/kg).

Los diseños modernos poseen un elevado tiempo de vida útil bajo condiciones de descargas rápidas con intervalos desde segundos hasta horas dependiendo de la tecnología y los niveles de potencia.

Existen varios tipos de tecnología:

Flywheels de velocidad baja y fija

Se emplean en sistemas híbridos, como aerogeneradores-diesel, acoplados al motor diesel cuando hay excedentes de viento, por ejemplo.

- Alta masa.
- Bajo costo.

Flywheels de velocidad variable

- Baja velocidad, emplea rotores de acero a 3000-8000 rpm.
- Alta velocidad, emplea rotores de materiales compuestos (carbono) menos pesados y a 30000 - 50000 rpm.
- Alta confiabilidad.
- Rápida respuesta dinámica.
- Algunos operan en vacío para reducir el arrastre.
- Ciclo ilimitado de carga/descarga.
- Alta eficiencia.
- Escalable, agregando módulos adicionales.
- Precio alto por componentes y BOS.

Algunos costos de flywheels

Costos de inversión:

- 100\$/ kW para los modelos de bajas rpm
- 300 \$/kW para los de altas rpm.

Costo de instalación con conexiones: 20\$ - 40\$/kW.

Mantenimiento básico incluye:

- Filtro de aire del gabinete.
- Cambio de aceite de bomba de vacío c/año.
- Rodamientos mecánicos (c/5 - 10 años).
- Con mantenimiento regular se puede obtener ciclo de vida > 20 años.

Propiedades de los volantes de inercia / flywheels

- Larga vida.
- Bajo costo de ciclo de vida.
- Compacto (kW/m²).
- Auto-contenido.
- No contiene materiales peligrosos.
- Totalmente regenerable en minutos.
- No genera emisiones de gases inflamables.
- Tecnología emergente.
- Mantenimiento menor.

2.8.9. Superconductores magnéticos para almacenamiento de energía

Los sistemas de superconductores magnéticos almacenan energía en el campo magnético creado por el flujo de una corriente DC en una bobina hecha de un material superconductor enfriado criogénicamente.

El material superconductor no ofrece ninguna resistencia al paso de corriente a muy bajas temperaturas (-237°C) y el reto en el desarrollo de estos sistemas se encuentra en mantener esa característica sin tener que mantener el sistema a tan bajas temperaturas.

Las ventajas de este sistema es que la disponibilidad de potencia es inmediata y muy altas densidades de potencia se pueden almacenar y obtener en breves períodos de tiempo.

No suelen ocurrir pérdidas de energía y no existen partes móviles.

Son sistemas de alta eficiencia ($>90\%$) y no se ven afectados por los ciclos de uso, ni la profundidad de las descargas.

A pesar de las ventajas de estos sistemas, algunas limitaciones se encuentran en:

- Elevados costos de los materiales superconductores.
- Requerimientos de sistemas y tanques criogénicos.
- Sistemas de conversión de potencia.

Todavía son factores que afectan el despliegue de estos sistemas a nivel comercial.

2.8.10. Baterías para almacenamiento de energía

Las baterías son dispositivos de almacenamiento de energía basados en una reacción electroquímica definida en donde interviene un proceso de Reducción-Oxidación de especies químicas a través de electrodos separados por un electrolito.

Las baterías se cargan y descargan invirtiendo el proceso Red-Ox.

Distintas tecnologías se han desarrollado con diferentes esquemas y combinaciones de compuestos químicos y materiales en electrodos y electrolitos:

- Plomo-Ácido.
- Zinc-Aire.
- Ión Litio.
- Sulfuro de Sodio.

- Bromuro de Zinc.
- Baterías de Flujo, tipo Vanadio Red-Ox y Polisulfuro Bromuro.

Los bancos de baterías almacenan electricidad dc de un sistema FV.

En ocasiones, en sistemas Solares FV, la energía no se usa en la medida que se genera, siendo posible su utilización durante las noches o días nublados. Si un sistema solar FV no se apoya en la energía de la red, entonces un sistema de baterías resulta necesario.

En general, un sistema Solar FV acoplado a baterías pierde eficiencia ya que alrededor de un 80% de la energía enviada a las baterías se recupera de vuelta.

Un banco de baterías incrementa el costo total de los sistemas FV, requiere de mayor espacio físico, aspectos de seguridad y su eventual reemplazo cada 5-10 años, así como su mantenimiento. Ya que las baterías son dispositivos dc son compatibles con los módulos FV, sirven como acondicionadores de potencia, regulando la potencia.

Requieren de protección de sobrecarga y exceso de drenaje, ya que las arruinaría, causando daños a los platos y pérdida de electrolito. Para ello, se emplea un controlador de carga que mantiene voltaje y previene que la corriente se devuelva al sistema.

Las baterías de Li-ión poseen mayores densidades de energía (300-400 kWh/m³, 130 kWh/ton) comparadas a otras eficiencias de casi 100% con elevados ciclos de carga (3000 ciclos @ 80% de descarga). Ocupan más del 50% del mercado portátil, pero para penetrar en el mercado de generación distribuida tiene que bajar los costos (<600\$/kWh). Los desarrollos se dirigen para reducir costos y lograr productos de multi-kW/kWh para aplicaciones residenciales y comerciales, siendo el sector automotriz el principal impulsor.

2.8.10.1. Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía

Costos de Capital/Inversión:

Es un importante parámetro económico en la selección de tecnologías.

El mejor índice económico de análisis tiene que incluir el:

- Costo inicial.
- Tiempo de vida útil.
- Costo de operación y mantenimiento.

Un ejemplo sencillo está en el caso de las baterías Plomo-ácido, las cuales tienen un costo inicial de capital relativamente bajo, pero no necesariamente son la opción menos costosa para nivelación de carga y manejar energía, debido a su menor tiempo de vida útil en esta aplicación.

Los costos de tecnologías de almacenamiento continúan evolucionando en la medida que las tecnologías maduran, los procesos de manufactura mejoran y los costos de algunos materiales de insumo se reducen.

Eficiencias y Ciclo de vida

Ambos parámetros afectan el costo total de mantenimiento. Sistemas de baja eficiencia aumentan los costos ya que una fracción de la energía almacenada puede emplearse efectivamente. Sistemas con ciclos de vida reducidos incrementan los costos al tener que reemplazar el dispositivo en forma más frecuente.

Otra de las formas efectivas de evaluar el costo de almacenamiento de energía es mediante el análisis del “costo por ciclo” en una aplicación frecuente de carga/descarga como ocurre en la nivelación de carga.

2.8.11. Interconexión en generación distribuida

Sistema de interconexión

Sistema de equipos que hace el enlace entre los componentes de potencia eléctrica de Generación Distribuida (GD) y los sistemas de potencia eléctrica existentes, usualmente la red eléctrica.

Representa el medio por el cual la unidad de GD se conecta/desconecta eléctricamente con un sistema de potencia eléctrica externa y provee del control, medición y el despacho de la unidad de GD.

Las aplicaciones de GD se interconectan al sistema externo por varias razones:

- El usuario requiere del uso de ambos (GD y la red pública).
- Interés del propietario u operador de la red, y éste requiere que la interconexión sea segura y no afecte la calidad y operación de la misma.
- Regulación del servicio eléctrico.
- Interés comercial (venta exceso a la red).

La complejidad de la interconexión dependerá del nivel de interacción que se desee entre la GD y la Red.

- Sin interconexión, sistema aislado.
- Operación aislada del sistema GD, con transferencia automática entre la GD y la Red.
- Operación paralela a la Red, sin exportar energía hacia la Red.
- Operación paralela a la Red, con salida de energía a la Red.

Tabla 14

Configuraciones de interfases en GD-RED

Aplicación de la GD	Sin Interconexión	Operación aislada del sistema GD con transferencia automática entre la GD y la red	Operación Paralela con la red sin exportar energía a la red	Operación Paralela con la red con exportación energía hacia la red
Carga base	√	√	√	√
Co-Generación	√	√	√	√
Potencia premium	√	√	√	√
Emergencia/respaldo		√	√	√
Remoto	√			

Aliviar picos

√

√

√

Nota. Elaboración propia

Aspectos técnicos a considerar al integrar gd a la red:

- Tamaños de generadores y voltaje de interconexión
- Requerimientos de Interconexión, medición y protección
- Sistema de sincronización
- Despacho de sistema de potencia
- Comunicaciones (via telef., red local, Internet)
- Aislamiento

La norma IEEE 1547 (aprobada en junio de 2003) “Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems” se desarrolló para:

- Definir las funciones técnicas mínimas requeridas que son necesarias en una instalación de interconexión técnicamente sólida y robusta.
- Suministrar criterios uniformes y requerimientos relevantes para el desempeño, operación, prueba, condiciones de seguridad y mantenimiento del equipo de interconexión.

2.8.12. Consideraciones técnico-económicas de la generación distribuida y opiniones de clientes

El análisis de costos basado en el ciclo de vida del sistema (CCV) permite evaluar económicamente una alternativa tecnológica considerando todos los costos incurridos a lo largo de su vida útil, expresados en términos de valor presente. Este enfoque incorpora los costos iniciales, operativos y futuros asociados al sistema.

Identificación de costos

- C_I : Costo instalado, incluye el costo de adquisición de equipos, materiales y la mano de obra requerida para su instalación.
- C_E : Costo de energía, corresponde a los gastos anuales asociados al consumo de energía para la operación del sistema.
- C_{OM} : Costo de operación y mantenimiento, incluye los gastos periódicos y no periódicos necesarios para el funcionamiento del sistema, excluyendo costos de combustible.
- C_{RF} : Costo de reemplazo futuro, asociado a la sustitución de equipos debido a fallas o al final de su vida útil.

El costo del ciclo de vida (CCV) se expresa como la suma de los valores presentes de cada componente de costo:

$$CCV = VP(C_I) + VP(C_E) + VP(C_{OM}) + VP(C_{RF}) \quad (2.6)$$

donde $VP(\cdot)$ representa el valor presente de cada flujo de costos, considerando la tasa de descuento correspondiente.

Para evaluar una alternativa energética, el valor presente del CCV se compara con el de una línea base (condición existente). Si el valor presente de la alternativa resulta menor que el de la línea base, la alternativa es económicamente favorable.

La evaluación económica se apoya en la estimación de los siguientes ahorros:

- A_{CE} : Ahorro en consumo de energía.
- A_{OM} : Ahorro en operación y mantenimiento.
- A_{CRF} : Ahorro en costos de reemplazo futuro de equipos.

El Valor Presente Neto (VPN) de la alternativa se expresa como:

$$VPN = [VP(A_{CE}) + VP(A_{OM}) + VP(A_{CRF})] - VP(C_I) \quad (2.7)$$

Un VPN positivo indica que la alternativa evaluada genera beneficios económicos en comparación con la línea base durante el periodo de análisis.

2.9. Programación Lineal

La Programación Lineal (PL) es una técnica de optimización matemática utilizada para determinar el mejor valor posible de una función objetivo, sujeta a un conjunto de restricciones lineales, las cuales representan limitaciones técnicas, económicas u operativas del sistema en estudio (Reyes et al., 2015). En el contexto de sistemas eléctricos, esta metodología resulta especialmente útil para la planificación óptima de recursos, como la selección y dimensionamiento de tecnologías de generación distribuida.

En el presente estudio, la programación lineal se emplea para determinar el esquema óptimo de generación distribuida mediante tecnologías renovables en la zona aislada de Quincemil, considerando restricciones propias del sistema eléctrico y de la demanda energética local.

2.9.1. Formulación general del modelo de programación lineal

Un problema de programación lineal se expresa, de forma general, mediante la siguiente estructura:

$$\min \text{ o } \max Z = \sum_{k=1}^n c_k x_k \quad (2.8)$$

sujeto a:

$$\sum_{k=1}^n a_{ik} x_k \leq b_i \forall i = 1, \dots, m \quad (2.9)$$

$$x_k \geq 0 \forall k = 1, \dots, n \quad (2.10)$$

donde:

- Z : función objetivo (costo, pérdidas, energía no suministrada, etc.)

- x_k : variables de decisión del modelo
- c_k : coeficientes asociados a la función objetivo
- a_{ik} : coeficientes técnicos de las restricciones
- b_i : límites o capacidades del sistema

En el caso del presente estudio, la función objetivo está orientada a la optimización del esquema de generación distribuida, considerando criterios de eficiencia energética y viabilidad técnica.

2.9.2. Programación lineal entera

Cuando las variables de decisión solo pueden tomar valores discretos, el problema se clasifica como programación lineal entera (PLE). Esto ocurre, por ejemplo, cuando se decide:

- Instalar o no una unidad de generación
- Seleccionar una tecnología específica
- Definir un número entero de equipos

Matemáticamente, esta condición se expresa como:

$$x_k \in \mathbb{Z} \forall k \in J \quad (2.11)$$

donde J representa el conjunto de variables enteras del modelo.

En la planificación de generación distribuida, esta característica es esencial, ya que no es posible instalar fracciones de unidades de generación, lo que justifica el uso de programación lineal entera.

2.9.3. Algoritmo Branch and Bound (B&B)

Para resolver problemas de programación lineal entera, se emplea el algoritmo Branch and Bound (B&B), el cual permite encontrar la solución óptima global sin evaluar todas las combinaciones posibles.

El funcionamiento del algoritmo se basa en los siguientes principios:

1. Relajación del problema entero, resolviendo inicialmente el problema como si las variables fueran continuas.
2. Ramificación (Branching), dividiendo el problema en subproblemas al fijar valores enteros a las variables discretas.
3. Acotamiento (Bounding), descartando subproblemas cuya solución no puede mejorar la solución óptima actual.
4. Búsqueda sistemática, hasta identificar la mejor solución entera factible.

El criterio de poda se establece comparando el valor de la función objetivo de cada subproblema con el mejor valor encontrado hasta el momento.

2.9.4. Aplicación del modelo al esquema de generación distribuida

En el presente estudio, las variables de decisión representan la selección y combinación de tecnologías renovables disponibles en la zona aislada de Quincemil. El modelo busca satisfacer la demanda energética bajo restricciones como:

- Capacidad de generación
- Disponibilidad del recurso renovable
- Límites operativos del sistema eléctrico
- Condiciones técnicas del suministro

Estas restricciones pueden expresarse de forma general como:

$$\sum_{k=1}^n P_k x_k \geq D \quad (2.12)$$

donde:

- P_k : potencia aportada por la tecnología k
- D : demanda energética del sistema

CAPÍTULO III

DIAGNÓSTICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE QUINCEMIL

La utilización masiva del recurso hidroenergetico en pequeña escala para la generación de energía eléctrica, exige de una evaluación previa de este recurso, la cual permite identificar para una determinada micro cuenca hidrográfica su potencial hidroenergético. No obstante, no todo el potencial puede ser utilizado para generación de energía eléctrica por tal motivo se tendrá en cuenta el caudal ecológico necesario para no alterar la biodiversidad existente en la zona del proyecto.

En el mundo actual no existe un criterio único para definir la potencia de las M.C. H's. Su clasificación es particular para cada país según su nivel de desarrollo y, en particular, de su política energética. Esta variedad en la clasificación de la potencia de las M.C. H's, dificulta la evaluación del potencial de los recursos hidroenergeticos en pequeña escala. Esto significa que el uso de los recursos hidroenergetico requiere de un uso óptimo y causar el mínimo impacto ambiental. Además de estos factores, el potencial hidroenergético de una micro cuenca hidrográfica previamente evaluada varían con el tiempo ya que dependen de los cambios climáticos, de los métodos hidrológicos y cartográficos utilizados para determinar el caudal, la caída y los factores socio-ecológicos. En tal sentido, la evaluación del potencial de los recursos hidroenergeticos de una micro cuenca hidrográfica exige la disponibilidad de una muy buena información hidrológica y cartográfica.

Figura 6*Localidad de Quincemil**Nota.* Elaboración propia

3.1. FISIOGRAFÍA

La fisiografía constituye la base para la caracterización geomorfológica, por lo que las formas de tierra se agrupan en conjuntos morfológicos generales y sencillos, tales como montañas, altiplanicies, colinas y planicies.

En el caso del presente estudio técnico, el área correspondiente a la microcuenca de Quincemil se ubica en la zona de transición del Flanco Subandino y en la selva baja amazónica (Llanura Amazónica), observadas en sentido Oeste-Este. Esta región se caracteriza por presentar los últimos relieves agrestes de la cordillera oriental de los Andes del sur, conformados por grandes vertientes montañosas que alternan con valles amplios, ríos de gran magnitud y planicies bajas con terrazas fluviales. Estas planicies están bordeadas por extensas zonas de colinas altas, que descienden progresivamente hacia colinas bajas y superficies disectadas propias de la selva baja. Justamente, una de estas colinas ha sido identificada como sitio potencial para la futura instalación de una minicentral hidroeléctrica, en función de criterios técnicos, geomorfológicos y de distribución de carga.

En una transición agreste a la Llanura Amazónica, se ubican:

El Flanco Sub –Andino constituye el pie de monte, es decir la parte intermedia entre la cordillera y la llanura, topográficamente esta unidad viene a constituir las estribaciones más orientales de la cordillera, la conforman una estrecha faja de colinas de relieve moderado y formas redondeadas, al pie de las cuales los ríos acumulan materiales aluviales que aún presentan elementos de gran tamaño (hasta 30 cm de diámetro), conservando cierta angularidad.

Planicies y Fondos de valle: En esta unidad se encuentra la desembocadura del río Araza en el río Madre de Dios, conformando el inicio de la Llanura Amazónica, hacia el Noreste del área de estudio, cuya parte central corresponde al cauce donde discurre el río Araza, en su recorrido todos estos ríos forman en ambas márgenes terrazas con diferentes niveles y playas así como áreas inundables y aguajales debido a crecimientos periódicos de los ríos, se forman también cochas o lagunas en meandros abandonados cuando el río tiende a enderezar su cauce.

3.2. TOPOGRAFÍA

El relieve de esta zona del proyecto está conformado en las partes bajas por terrenos relativamente planos, en el fondo de valle su topografía hace que sea muy susceptible a la erosión. Por lo general, aquí predominan suelos medianamente profundos de tonos rojo amarillo, y en laderas muy empinadas se observa suelos superficiales con afloramientos de material lítico. La configuración topográfica es generalmente abrupta con gradientes sobre 70%.

3.3. ELEMENTOS CLIMATOLÓGICOS Y ECOLOGÍA

3.3.1. Generalidades

Los fenómenos meteorológicos desempeñan una función primordial en la dinámica ecológica, determinando, en parte, el comportamiento hidrológico, la distribución de la fauna,

la flora y las actividades humanas. En este sentido, la caracterización del clima en el ámbito de estudio es de suma importancia, ya que permite calificar y cuantificar diversos elementos climáticos como la temperatura, precipitación, humedad relativa, evaporación, viento, entre otros.

El clima se define como el conjunto de fenómenos meteorológicos —régimen de precipitaciones, temperaturas, movimientos de aire, etc.— que caracterizan el estado medio de la atmósfera en un punto determinado de la superficie terrestre. Comprender el comportamiento de estos elementos resulta esencial para el planeamiento de las actividades proyectadas, así como para adoptar medidas que eviten interferencias con los objetivos del estudio.

Para la descripción y caracterización del clima en el área de estudio se utilizó información meteorológica proveniente de la estación de Quincemil, por ser la más próxima y representativa de las condiciones climáticas locales. La evaluación incluyó variables como temperatura máxima media mensual, temperatura mínima media mensual, precipitación total mensual, precipitación máxima en 24 horas, humedad relativa media mensual, velocidad y dirección del viento.

Se emplearon registros oficiales del SENAMHI, correspondientes al período 2005–2019, los cuales ofrecen una base estadística suficiente para establecer tendencias climáticas representativas. Este intervalo fue seleccionado en coherencia con el año de desarrollo de la tesis, evitando inconsistencias metodológicas y garantizando la pertinencia temporal de los datos utilizados.

3.3.2. Temperatura

La variación de la temperatura durante el transcurso del año en el área de estudio presenta un comportamiento estacional: los valores se incrementan durante la estación húmeda (octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo) y disminuyen durante la estación seca (abril, mayo, junio, julio, agosto y setiembre).

La temperatura media mensual registrada por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) en la estación Quincemil oscila entre 15.2 °C y 20.7 °C, según el análisis del periodo 2005-2019. En enero, mes representativo del verano, la temperatura promedio es de 19.7 °C, mientras que, en julio y octubre, meses representativos del invierno y la primavera, los promedios son de 15.2 °C y 17.2 °C, respectivamente.

En cuanto a las temperaturas máximas medias mensuales, se registró un promedio de 28.5 °C para el mismo periodo. La temperatura máxima media mensual alta fue de 32.5 °C, correspondiente a setiembre de 2017.

En la Tabla 14 se presenta la distribución anual de las temperaturas mínimas medias mensuales y máximas medias mensuales, respectivamente, a modo comparativo. Estas gráficas permiten visualizar el comportamiento térmico del área de estudio para las variables mínima, media y máxima, durante el periodo 2005–2019, con base en datos oficiales del SENAMHI – Estación Meteorológica Camanti.

Tabla 15

Temperatura mínima media mensual (°C)

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2005	21.4	21.3	21.3	21	18.7	17.3	18.4	18.2	18.7	19.7	20.4	19.8
2006	20.4	20.4	18.5	19.2	19	18.2	17.6	15.8	19.2	17.9	18.5	20.1
2007	19.6	20.4	19.6	19.1	18.5	17.8	15.9	18.3	18.3	19.4	19.5	19.3
2008	18.4	17.9	16.9	19.3	18.5	16.4	16.5	17.4	18	18.3	18.8	19.5
2009	18.7	18.5	19.2	18.8	19.1	17	15.4	15.4	15.4	18.7	18.5	16.8
2010	19.9	20.4	20	19.3	18.7	18.9	17.1	17.4	18	19.4	19.5	20
2011	20.1	19.7	20.4	20.1	17.3	17.7	17.2	17.4	16.9	18.8	19	19.6
2012	19.6	19.4	19.8	18.9	19	18.9	15.8	17	16.6	18.7	19.7	19.8
2013	19.5	19.6	19	18.9	16.3	18.2	17.6	17.6	17.3	18.7	18.8	19.6
2014	20.4	20.2	20.2	19.8	17.8	18	16.7	17.2	18.2	19.1	19.4	19.3
2015	19.9	18.4	19.4	18.7	17.6	16.7	18	18.8	16.8	17	16.4	19.7
2016	16.9	18.2	17.1	18	18	17	16.1	16.4	18.3	19.5	18	16.9
2017	20.3	19.7	20.6	18.9	18.8	17.4	17.4	17.9	18.8	10.4	18.9	19.5
2018	19.7	19.5	19.9	20	18.2	18	18.2	17.8	19.5	19.5	20.2	29.7
2019	20.2	20.3	19.7	20	19.2	18	17	18	19.3	19.7	20.5	20.5
PROMEDIO	19.7	19.6	19.4	19.3	18.3	17.7	17.0	17.4	18.0	18.3	19.1	20.0

Nota. Tomado de (SENAMHI Estación meteorológica Camanti), periodo 2005-2019.
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

La Tabla 15 presenta la temperatura máxima media mensual (°C) registrada en la estación meteorológica de Camanti (Quincemil) durante el periodo 2005-2019. A diferencia de la tabla de temperatura mínima media mensual, esta información permite caracterizar los valores máximos diarios promedio alcanzados en cada mes, los cuales reflejan las condiciones térmicas más exigentes del ambiente a lo largo del año.

Los resultados muestran que las temperaturas máximas medias presentan valores más elevados durante los meses de setiembre a noviembre, con promedios cercanos o superiores a 30 °C, mientras que los valores más bajos se registran entre junio y julio, con promedios cercanos a 26-27 °C. Esta variabilidad estacional evidencia la influencia del régimen climático propio de la selva alta cusqueña..

Tabla 16

Temperatura máxima media mensual (°C)

Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2005	29.8	28.3	28.9	28.1	27.8	27.4	27.6	28.1	29.9	28.1	27.6	29.1
2006	28	29.6	28.5	29.4	27.2	26.1	26.1	28.4	30.2	29.7	28	28.3
2007	29	28.5	27.6	29.7	26.7	25.1	25.1	27.3	28.4	30.3	28.5	28.5
2008	27.5	28	27.7	29.4	26.6	25.8	26.7	29.5	30	29.9	29	29.2
2009	29.4	28.4	28.8	29	28.3	26.4	27.1	29.2	29.3	30.3	29	28.6
2010	28.8	29.2	29	28.2	28.1	27.7	26.3	27.2	29.9	30.1	29.9	27.9
2011	30.5	29.7	30.2	28.9	24.8	26.4	26.5	28.1	30.4	29.6	30	29.8
2012	29.9	30	29.6	29.1	28.5	27.2	28.2	29.2	28.1	29.6	29.5	29.7
2013	29.3	29.8	28	29.3	26.9	27	29	29.3	28.6	28.8	28.5	28
2014	28.8	29.4	29.1	28.7	25.9	27.4	26.3	27.7	31.1	30.4	28.3	27.9
2015	28.1	28.1	28.9	28.8	27	25.6	28.8	28.9	29.5	28.1	27.9	27
2016	28.5	28	28.7	29.6	28	26.9	26.3	28.9	28	29.7	26.4	27.2
2017	28.5	28.6	30	29.8	28.1	28.1	26.6	29	32.5		28.9	28.8
2018	28.1	27.7	29.1	28.7	28.5	27.7	27.9	29.2	31	30.6	30.9	29.8
2019	29.4	28.5	29.8	29.6	28.7	27.8	27.4	29.1	31.4	29.8	29.7	29
PROMEDIO	28.9	28.8	28.9	29.1	27.4	26.8	27.1	28.6	29.9	29.6	28.8	28.6

Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti), periodo 2005-2019.
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

La Tabla 16 presenta la temperatura media mensual (°C) registrada en la estación meteorológica de Camanti (Quincemil) para el periodo 2005–2019, obtenida a partir de los valores de temperatura máxima y mínima media mensual. A diferencia de las tablas anteriores, esta tabla integra ambos extremos térmicos, permitiendo una representación más equilibrada del comportamiento térmico mensual en la zona de estudio.

Los resultados muestran que la temperatura media mensual presenta una variación moderada a lo largo del año, con valores que oscilan aproximadamente entre 22.0 °C y 24.3 °C. Los valores más bajos se registran durante los meses de junio y julio, coincidiendo con el periodo de menor radiación solar y mayor nubosidad, mientras que los valores más altos se presentan en los meses de enero, abril y diciembre, asociados a condiciones climáticas más cálidas. En comparación con la temperatura mínima media mensual, la temperatura media permite evaluar el comportamiento térmico promedio del ambiente, reduciendo el efecto de las variaciones extremas. Asimismo, frente a la temperatura máxima media mensual, este indicador resulta más representativo para análisis energéticos de largo plazo, al reflejar condiciones térmicas promedio que influyen en el desempeño de tecnologías renovables, como sistemas fotovoltaicos y equipos electromecánicos.

Tabla 17

Temperatura media mensual (°C)

TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN (°C)													MEDIA ANUAL
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
MAX	28.9	28.8	28.9	29.1	27.4	26.8	27.1	28.6	29.9	29.6	28.8	28.6	
MIN	19.7	19.6	19.4	19.3	18.3	17.7	17.0	17.4	18.0	18.3	19.1	20.0	
MEDIA	24.3	24.2	24.2	24.2	22.9	22.3	22.0	23.0	23.9	24.0	23.9	24.3	23.6

Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti), periodo 2005-2019.

<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

3.3.3. Precipitación Pluvial

Para el análisis de la precipitación se utilizó la información de la estación de Quincemil. Para tal caso se ha calculado la precipitación media multianual. De acuerdo con la evaluación hecha a la estación, se ha estimado que para el área de estudio la precipitación media anual es 2760.41 mm.

El valor máximo histórico de precipitación en 24 horas se registró en la estación de Quincemil en febrero de 1977 (322,1 mm);

La variación de las lluvias se debe a la afluencia de vientos “cálidos húmedos” provenientes del N y E, que pasan primero por la zona de Puerto Maldonado, desecando relativamente el ambiente, y que ascienden luego por las estribaciones de la Cordillera de Carabaya, enfriándose y descargando fuertes lluvias en las zonas de Quincemil.

En la Tabla 17, se presentan las precipitaciones diarias a lo largo del mes de enero, para el periodo 2019 en la estación de quincemil.

Tabla 18

Precipitación total (mm)

Departamento:	CUSCO	Provincia:	QUISPICANCHI	Distrito:	CAMANTI
Latitud:	13°13'44.15"	Longitud:	70°45'15.84"	Altitud:	651 msnm.
Tipo:	CO - Meteorológica	Código:	100114		
AÑO / MES / DÍA	TEMPERATURA (°C)		HUMEDAD RELATIVA (%)	PRECIPITACIÓN (mm/día)	
	MAX	MIN		TOTAL	
1/01/2019	28.5	21	97.1	22.3	
2/01/2019	28.2	21.8	97	11.4	
3/01/2019	25.2	21.7	97.1	26.7	
4/01/2019	26	20.7	95	2	
5/01/2019	24.5	20.8	94.6	151.3	
6/01/2019	27.3	20.9	92.9	48.1	
7/01/2019	27	21.2	95.8	20.9	
8/01/2019	28.1	21.4	96.6	69.6	
9/01/2019	27.8	21.2	94	56.9	
10/01/2019	27.6	20.6	94.9	79.6	
11/01/2019	24.5	20.3	97.3	95.3	

12/01/2019	25	20.6	95.2	30.3
13/01/2019	27.2	20.5	95.6	41.2
14/01/2019	28.6	20.4	95.2	22.9
15/01/2019	27.2	20.7	98.4	12.7
16/01/2019	28.3	20	95.2	5.6
17/01/2019	29.5	20.5	93.1	54
18/01/2019	30.3	20.3	93.7	1.2
19/01/2019	33	20.6	96.7	26.4
20/01/2019	29.8	21.7	95.2	5
21/01/2019	31.5	20.9	75.5	76.8
22/01/2019	29.6	21.6	96.4	2.1
23/01/2019	31.6	20.5	73.3	0
24/01/2019	31.4	21.9	95.9	22.1
25/01/2019	31.8	21.5	81.4	9.5
26/01/2019	31.6	20.8	93.5	58
27/01/2019	32.6	21.9	96.2	64
28/01/2019	30.7	20.4	94.3	66
29/01/2019	27	20.9	93.9	18.5
30/01/2019	28.4	20.9	97.5	8.2
31/01/2019	27.7	20.6	96.3	0.3

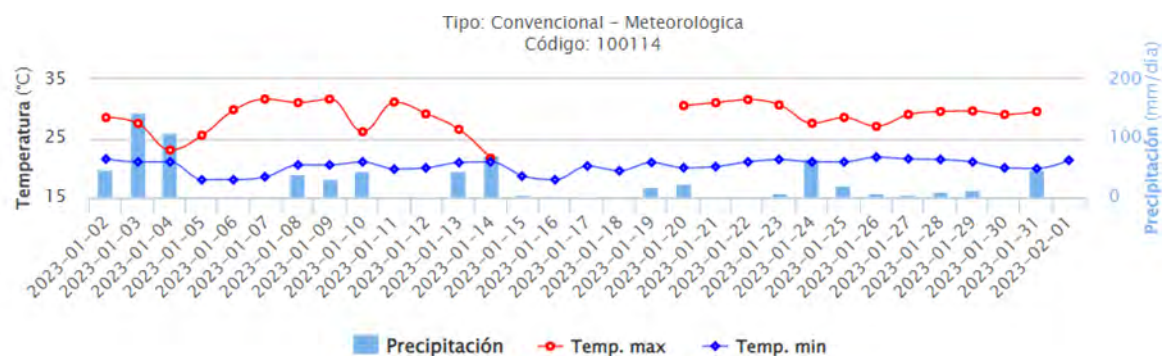
Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti).
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

La Figura 7 muestra la variación diaria de la precipitación, junto con la temperatura máxima y mínima, registrada en la estación meteorológica de Quincemil (Camanti) durante el periodo observado. Esta representación permite analizar de manera conjunta el comportamiento de la precipitación y su relación con las condiciones térmicas del área de estudio.

Se observa que la precipitación presenta una alta variabilidad diaria, característica del régimen climático de la selva alta cusqueña, con episodios de lluvia intermitentes a lo largo del periodo analizado. Este comportamiento contrasta con la menor variación de las temperaturas, tanto máxima como mínima, las cuales se mantienen dentro de rangos relativamente estables, evidenciando un clima cálido-húmedo.

Figura 7

Variación de la precipitación



Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti).
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

Tabla 19

Precipitaciones Promedio (2005-2019) en el Área de Estudio

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
964.8	712.9	701.1	444.9	262.2	280.8	555.6	189.9	298.1	522.2	663.8	860.4

Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti).
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

En la estación Quincemil, el mes que registra mayor precipitación es enero del 2009 con un total de 1372.5 mm/mes y el mes de menor precipitación es setiembre del 2007 con un total de 32 mm/mes.

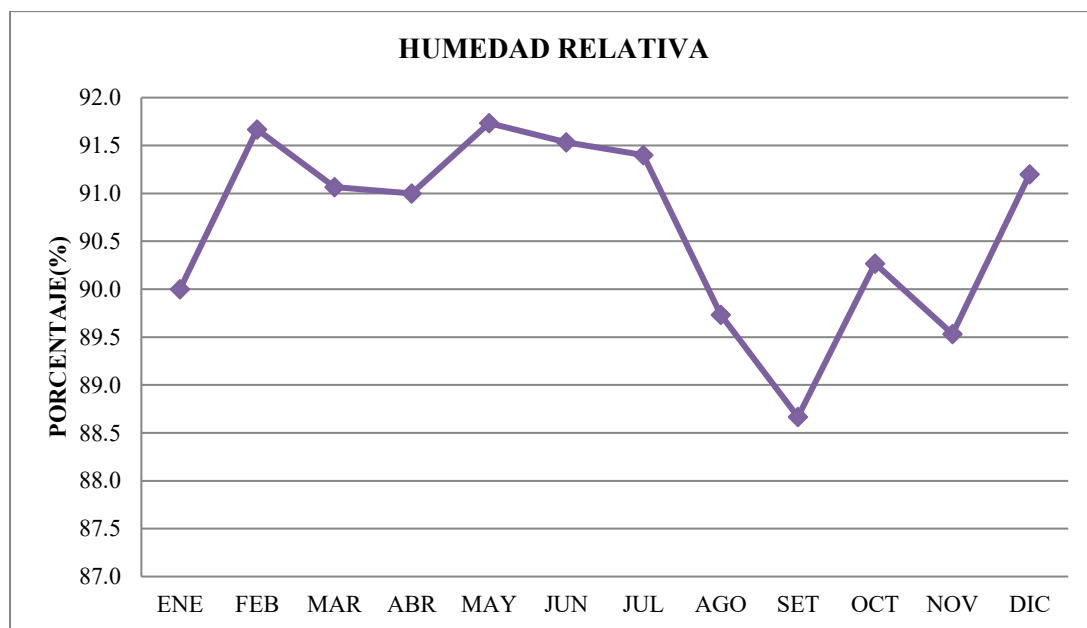
Según el Inventario, “Evaluación e integración de los recursos naturales de la zona de los ríos Inambari y Madre de Dios” ((ONERN), 1972), la zona de Quincemil se destaca por su enorme potencial pluvial (zona excepcionalmente lluviosa), el cual alcanzó en el año 1965 una precipitación anual de 10 330 mm; esta característica es explicable si se considera que la estación Quincemil se halla ubicada en las estribaciones de la sierra de Carabaya y a una altitud superior a los 600 msnm.

3.3.4. Humedad Relativa

La humedad relativa es un factor ecológico fundamental. En el sentido propio del término como humedad es la cantidad de vapor de agua presente en la atmósfera. Por lo general, se expresa relativa del aire, es decir, la relación en porcentaje de la presión real de vapor de agua a la presión de vapor saturante a la misma temperatura. En general la variación de la humedad relativa mensual del área de estudio no presenta un comportamiento muy marcado a lo largo del año, debido a que es una zona húmeda por excelencia; así mismo tiene la misma tendencia espacial que la precipitación, es decir se incrementa del nororiente hacia el suroccidente.

Se cuenta con registros de humedad relativa en la estación meteorológica, La humedad relativa media mensual promedio registrada en la estación Quincemil, para el periodo 1998-2012, es de 90.6%. Los meses que registran menores valores de humedad relativa son agosto (89.7%) y setiembre (88.7%); mientras que los meses que presentan mayores valores de humedad son febrero (91.7%) y mayo (91.7%).

La humedad atmosférica se ve favorecida por la evaporación de las áreas cubiertas con agua y por la evapotranspiración de las plantas. Asimismo, se podría decir que existe poca diferencia de humedad relativa entre los meses de invierno y verano. En la Figura 8, se puede apreciar la distribución media mensual de la humedad relativa de la estación meteorológica considerada para el presente proyecto.

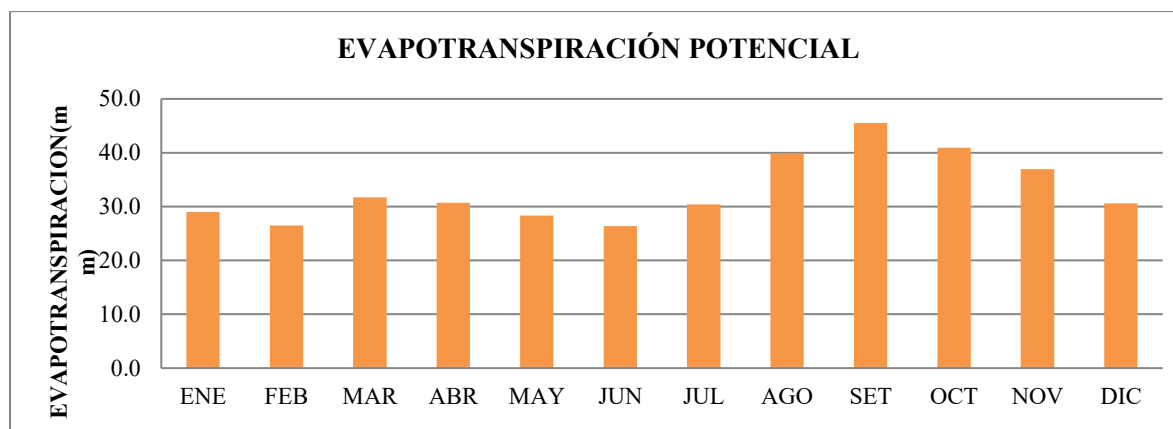
Figura 8*Humedad relativa*

Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti).
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

3.3.5. Evapotranspiración Potencial

La evapotranspiración potencial (ETP) es un factor de gran importancia en la caracterización de los climas y se define como la cantidad de humedad que sería evaporada por el suelo y transpirada por las plantas y animales, si aquella estuviera disponible. Los valores de precipitación y salidas de agua permiten la realización de un Balance hídrico del suelo que nos lleva a conocer la presencia y monto de excedentes o déficits o superávit de humedad.

En la Figura 9, se puede apreciar la distribución media mensual de la evapotranspiración potencial de la estación meteorológica considerada para el presente proyecto.

Figura 9*Evapotranspiración potencial*

Nota. Tomado de (SENAMHI Estacion meteorologica Camanti).
<https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>

La humedad atmosférica se ve favorecida por la evaporación de las áreas cubiertas con agua y por la evapotranspiración de las plantas. Asimismo, se podría decir que existe poca diferencia de humedad relativa entre los meses de invierno y verano.

3.3.6. Vegetación

La vegetación natural existente en esta zona del proyecto, está constituida por bosques densos cubiertos de árboles de composición variada, donde muchas veces predominan especies de maderas corrientes; como la caobilla, cedros de altura, pisonay, matapalo, etc., la cual se encuentra acompañada por especies propias de la zona.

Tanto la temperatura como la precipitación son elementos que tienen mayor influencia en la caracterización bioclimática del medio, reflejándose principalmente en la composición biológica de los ecosistemas; va desde ámbitos húmedos hasta súper húmedos, y en función de ellos, la vegetación o cobertura vegetal va adecuándose tanto en especies como en el número de individuos.

Los árboles están distribuidos en cuatro estratos: dominantes, codominantes, suprimidos y oprimidos, sobresaliendo arriba del estrato superior y en forma poco dispersa, los

grandes árboles emergentes que alcanzan hasta 35 m de altura. Se encuentra principalmente dominada por especies como: cedrillo, aguanillo, alcocspi, remo, chonta, Entre las especies de interés comercial, podemos mencionar: cedrillo, aguanilla remo.

3.3.7. Uso actual y potencial de la tierra

En la zona del proyecto el uso que se le da al suelo en la actualidad es en la mayoría para la actividad minera. Las tierras donde se ubica el proyecto tienen limitaciones para el desarrollo de las actividades agrícola, pecuario y aún forestal, debido a las condiciones climáticas como topográficas. La mayor parte de estas tierras forman parte de los bosques de diferentes especies de árboles y palmeras.

3.4. HIDROLOGÍA DE LA CUENCA

3.4.1. Generalidades

La importancia de determinar el recurso hídrico disponible para proyectos hidroeléctricos en pequeña escala es cuantificar la cantidad de agua de la cuenca que se podría aprovechar. La base para la factibilidad técnica de un proyecto para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) es el estudio hidrológico.

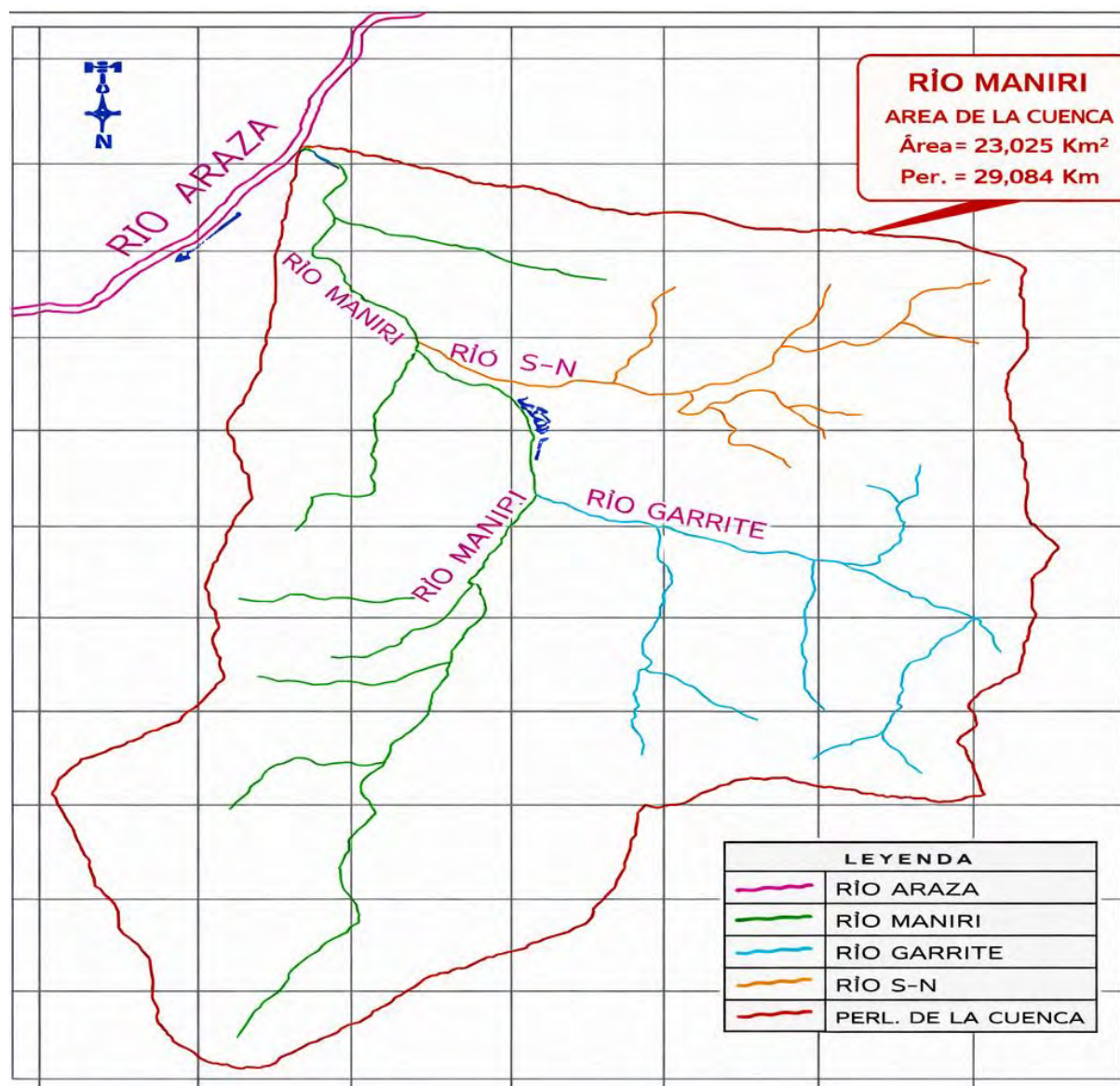
3.4.2. Objetivos del estudio de la hidrología de la cuenca

El estudio hidrológico tiene como propósitos garantizar el tamaño correcto del grupo de generación para el flujo de agua disponible a partir de una correcta característica de la variabilidad de los caudales para el período de retorno considerado; garantizando el caudal mínimo necesario, para que junto con la caída y la eficiencia del equipo electromecánico se pueda satisfacer la demanda de potencia y energía durante las diferentes temporadas del año. A partir del estudio hidrológico se dimensionan todas las obras civiles como la toma, el

canal, la tubería de presión, la casa de máquinas, etc.

Figura 10

Sistema de Drenaje del Río Araza



Nota. Elaboración propia

3.4.3. Características principales de los afluentes del río araza

El río Araza se origina en las colinas altas del cerro Camanti, ubicado en la cuenca del río Araza, afluente principal del río Inambari, perteneciente a la cuenca del río Madre de Dios. Su recorrido general tiene una dirección noreste–sureste hasta su confluencia con el río

Inambari. Presenta un curso principal con tramos ligeramente cerrados, lo que ha favorecido el desarrollo de vegetación exuberante en sus márgenes.

Los principales afluentes del río Araza fluyen por su margen izquierda y tienen su origen en las colinas del cerro Camanti, perteneciente a la cordillera oriental de los Andes, en el departamento de Cusco. Entre ellos destacan el río Garrote y un afluente sin denominación oficial, además de otros cursos menores de recorrido corto.

3.4.4. Estimación del escurrimiento anual

Escorrentía

Es el agua de las precipitaciones que no es evaporada ni infiltrada, escurre superficialmente en forma de:

- Escorrentía directa que es el agua que llega directamente a los cauces superficiales en un periodo corto de tiempo tras la precipitación, y que engloba la escorrentía superficial y la sub-superficial (agua que tras un corto recorrido lateral sale a la superficie sin llegar a la zona freática).
- Escorrentía basal que es la que alimenta a los cauces superficiales en época de estiaje.

Una vez estimados los volúmenes de agua que se infiltran mensualmente en cada subcuenta, se establece que el agua restante es la que va a escurrir superficialmente, lo que denominamos caudal o escurrimiento superficial.

Para el cálculo de la escorrentía anual (mm), se utilizaron los monogramas de HOLDRIDGE, haciendo uso Mapa Ecológico del Perú, con el objeto de estimar relaciones de escorrentía y precipitación para áreas no aforadas. Los análisis preliminares indicaban que el criterio preponderante para determinar el coeficiente de escorrentía es la llamada provincia de humedad asociada con una zona de vida dada, siendo éstas identificadas en el eje inferior del monograma. Para determinar los valores de K (coeficiente de escurrimiento de una zona de

vida) para cada provincia de humedad se siguió el procedimiento que a continuación se describe.

Para la zona de vida correspondiente a la subcuenca del río Araza, se obtuvieron los siguientes parámetros climáticos a partir del monograma:

- P : Precipitación media anual [$mm/año$].
- T : Biotemperatura media anual [$^{\circ}C$].
- ET_p : Evapotranspiración potencial anual [$mm/año$].

Con estos parámetros se define la relación climática:

$$R = \frac{ET_p}{P} \quad (3.1)$$

El coeficiente de escorrentía K se determina en función de la relación entre la evapotranspiración potencial y la precipitación media anual, mediante la expresión:

$$K = 1 - \frac{ET_p}{P} \quad (3.2)$$

Este coeficiente representa la fracción de la precipitación anual que no es consumida por evapotranspiración y que contribuye al escurrimiento superficial hacia los cauces naturales. Una vez determinado el coeficiente de escorrentía, la escorrentía anual E se calcula mediante la siguiente relación:

$$E = K \cdot P \quad (3.3)$$

Donde:

- E : Escorrentía anual [$mm/año$].
- K : Coeficiente de escorrentía adimensional.
- P : Precipitación media anual [$mm/año$].

Para la zona de vida identificada en la subcuenca del río Araza, se obtuvo un coeficiente de escorrentía de:

$$K = 0.84$$

y una precipitación media anual de:

$$P = 6760.41 \text{ mm/año}$$

Por lo tanto, la escorrentía anual estimada es:

$$E = 0.84 \times 6760.41 = 5678.74 \text{ mm/año} \quad (3.4)$$

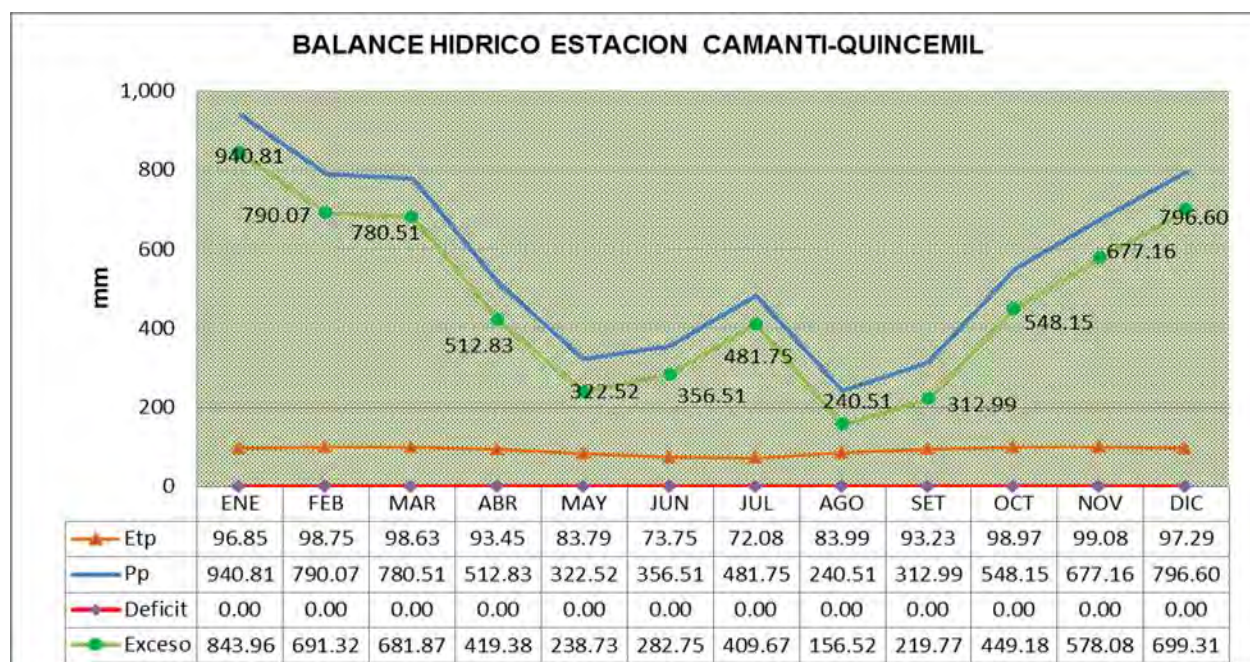
Este valor representa la cantidad de precipitación anual que es evacuada hacia los cauces de los ríos, constituyendo un parámetro relevante para la evaluación del recurso hídrico superficial en la subcuenca analizada.

3.4.5. Balance hídrico de la estación quincemil

El balance hídrico de la Estación Quincemil, se presenta en el Figura N°15, observándose que la precipitación media anual es de 6760.41 mm, la ETP alcanza un valor de 1089.86 mm/año, no existe déficit de agua a lo largo del año.

Figura 11

Balance Hídrico de la Estación Quincemil



Nota. Elaboración propia

Nótese que en esta Estación los 12 meses del año existe un gran exceso de agua, en donde la precipitación anual es seis veces mayor que la ETP anual y esta permanece casi constante durante el año en los 100 mm/mes (Thornthwaite, 1948).

Esta zona domina toda la parte alta del área perteneciente a la cuenca Alto Madre de Dios y parte del Inambari (Rio Araza). Se observa que es la cuenca que presenta mayores contrastes en relieve que va desde los 5000 msnm hasta 300 msnm, en ella se encuentran nevados, jalca, montañas, selva alta y selva baja o llano amazónico de gran vegetación; sin embargo, es la cuenca que presenta cambios producto de las actividades antrópicas del hombre como: deforestación, minería, crecimiento urbano, centrales hidroeléctricas, etc. Los distritos y centros poblados que se encuentran son:

Marcapata, Quincemil, Inambari y Masuco.

La oferta de agua está dada por el exceso de agua, que es el agua que excede la reserva máxima y que se habrá perdido por escorrentía superficial y profunda. De acuerdo a ello se muestra los resultados de la oferta de agua de la Estación de Quincemil en el Figura 15.

Tabla 20*Oferta de Agua en la Estación Quincemil*

Latitud: 13°14' S		ESTACION QUINCEMIL /CLI - S										Distr:	Camanti	
Longitud: 70°44' W		BALANCE HÍDRICO MENSUAL (MM)										Prov:	Quispicanchis	
Altura: 619 msnm												Dpto:	Cusco	
Balance	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
Etp	96.85	98.75	98.63	93.45	83.79	73.75	72.08	83.99	93.23	98.97	99.08	97.29	1089.86	
Pp	965.33	758.26	663.12	525.80	354.59	375.86	407.24	274.65	316.16	575.58	623.75	806.57	6646.90	
Pp - Etp	868.48	659.51	564.49	432.35	270.80	302.11	335.16	190.66	222.93	476.61	524.66	709.27		
Reserva	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00		
Variació	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Etr	96.85	98.75	98.63	93.45	83.79	73.75	72.08	83.99	93.23	98.97	99.08	97.29		
Falta	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Exceso	868.48	659.51	564.49	432.35	270.80	302.11	335.16	190.66	222.93	476.61	524.66	709.27	5557.04	
Area ha	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	5,464,710	
Volumen m3	4.75E+10	3.604E+1	3.085E+1	2.3627E+	1.48E+10	1.651E+1	1.8315E+1	1.0419E+	1.218E+10	2.6045E+	2.867E+1	3.876E+1	3.0368E+1	
Volumen MMC	47,459.96	36,040.53	30,847.77	23,626.83	14,798.50	16,509.20	18,315.46	10,418.91	12,182.34	26,045.42	28,671.41	38,759.80	303,676.13	

Nota. Información tomada de (<https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/sinia/archivos/public/docs/2590.pdf>)

En la Estación Quincemil se observa que todo el año hay exceso de agua por lo que se espera que la oferta de agua supere largamente a la demanda. Este es típico de zonas súper húmedos y cálido, propia de la selva alta. Según el área de influencia la cuenca del Alto Madre de Dios y el Inambari se estima que la oferta del agua es 303,676 MMC.

3.4.6. Balance hídrico para la microcuenca del río araza

3.4.6.1. Conceptos básicos

Se entiende por Balance Hídrico de Cuenca a la evaluación de las entradas y salidas de agua en un Hidrosistema natural llamado cuenca hidrográfica. El balance hídrico tiene su fundamento en el principio de conservación de la masa y se expresa en el siguiente gráfico:

Figura 12

Esquema de la micro Cuenca de Río Araza



Nota. Elaboración propia

Puesto que las mediciones de cada uno de los parámetros que intervienen en el balance se efectúan en forma separada y por diferentes medios de observación, es que surgen errores

sistemáticos. Estos errores se traducen en el término de discrepancia, el cual no es más que un indicador de la calidad con que cada uno de los componentes se ajusta a la ecuación del balance. Valores bajos de η solamente indican que los términos del balance tienden a compensarse.

Puede considerarse al Balance Hídrico como una representación y evaluación cuantitativa de los componentes del ciclo del agua o ciclo hidrológico (figura 16), a nivel de cuenca o subcuenca. El ciclo no tiene principio ni fin y sus diversos procesos ocurren en forma continua. El ciclo hidrológico sirve también para hacer resaltar las fases básicas de interés para el hidrólogo: precipitación, evaporación y transpiración, flujo superficial y subterráneo. Por medio del Balance se puede lograr un conocimiento cualitativo y cuantitativo del ciclo hidrológico y de las interrelaciones entre fases.

El paso de tiempo (anual o mensual) usado en el Balance influye en la ecuación y metodología. Una forma más de expresar la ecuación es la siguiente:

El balance hidrológico permite cuantificar la disponibilidad de agua en una cuenca a partir de la relación entre los aportes hídricos y las pérdidas que se producen en un periodo determinado. Para la subcuenca del río Araza, el balance se plantea considerando la precipitación, la evaporación, la esorrentía y los aportes externos de caudal.

Ecuación general del balance hidrológico

El balance hídrico se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$h_p \cdot \frac{A_{cu}}{t} + Q_{adc} = Q_{aac} + E_a \cdot \frac{A_{cu}}{t} + K \cdot h_p \cdot \frac{A_{cu}}{t} + Q_D \quad (3.5)$$

donde los términos del lado izquierdo representan los aportes de agua, mientras que los del lado derecho corresponden a las salidas y pérdidas del sistema.

Desarrollo de la ecuación del balance hidrológico:

Figura 13

Cálculo del caudal teórico

CALCULO DEL BALANCE HIDROLOGICO PARA LA SUBCUENCA DEL RIO											
<u>ARAZA</u>											
Ecuacion de balance hidrológico											
$h_p * \frac{A_{CU}}{t} + Q_{adc} = Q_{aac} + E_a * \frac{A_{CU}}{t} + K * h_p * \frac{A_{CU}}{t} + Q_D$											
<p><i>Donde :</i></p> <p>h_p = Altura – de – precipitacion [m]</p> <p>A_{CU} = Area – de – la – cuenca [Km²]</p> <p>Q_{adc} = Caudal – de – aportes – de – otras – cuencas [m³ / s]</p> <p>Q_{aac} = Caudal – de – aportes – a – otras – cuencas [m³ / s]</p> <p>E_a = Altura – de – evapopracion [mm]</p> <p>k = Coeficiente – de – escurrimiento [– –]</p> <p>Q_D = Caudal – disponi [m³ / s]</p>											
$E_a = a * T^{1.5} \rightarrow [mm]$											
<p>a = Coeficiente – caracteirstico – de – la – zona</p> <p>T = Temperatura – media – anual [°C]</p>											
T =	23.3	°C									
Ea =	126.528	mm									
			<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin: 0 auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #d9ead3;">Zona</th> <th style="background-color: #d9ead3;">Coeficiente(a)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costa</td> <td>1.150</td> </tr> <tr> <td>Sierra</td> <td>1.100</td> </tr> <tr> <td>Selva</td> <td>1.125</td> </tr> </tbody> </table>	Zona	Coeficiente(a)	Costa	1.150	Sierra	1.100	Selva	1.125
Zona	Coeficiente(a)										
Costa	1.150										
Sierra	1.100										
Selva	1.125										
<u>Datos de Entrada :</u>											
hp =	6.76	m									
Acu =	43025000	m2									
Qadc =	0.75	m3/s	Aportes de otras cuencas								
Qaac =	0	m3/s	No se cuenta aportes a otras cuencas								
Ea =	0.127	m									
K =	0.78										
t =	31536000	s									
<u>Salida :</u>											
Qp =	2.65	m3/s	$Q_D = \left(\frac{h_p - K * h_p - E_a}{t} \right) * A_{CU} + Q_{adc}$								

Nota. Elaboración propia

La altura de evaporación anual se estimó en función de la temperatura media anual, mediante la siguiente expresión empírica:

$$E_a = a \cdot T^{1.5} \quad (3.6)$$

donde:

- a es el coeficiente característico de la zona climática (selva),
- T es la temperatura media anual [$^{\circ}C$].

Para la subcuenca del río Araza, se emplearon los siguientes valores:

$$a = 1.125$$

Reemplazando en la ecuación (3.6):

$$E_a = 1.125 \cdot (23.3)^{1.5} = 126.528 \text{ mm}$$

Despejando el caudal disponible Q_D de la ecuación general del balance hidrológico, se obtiene:

$$Q_D = \frac{h_p - K \cdot h_p - E_a}{t} \cdot A_{cu} + Q_{adc} \quad (3.7)$$

Esta expresión permite cuantificar el caudal neto resultante, considerando las pérdidas por escorrentía y evaporación.

Los valores utilizados para el cálculo fueron:

- $h_p = 6.76 \text{ m}$
- $A_{cu} = 4\,302\,500 \text{ m}^2$
- $Q_{adc} = 0.75 \text{ m}^3/s$
- $K = 0.78$
- $E_a = 0.127 \text{ m}$
- $t = 31\,536\,000 \text{ s}$

Sustituyendo en la ecuación (3.7):

$$Q_D = \frac{6.76 - (0.78 \cdot 6.76) - 0.127}{31\,536\,000} \cdot 4\,302\,500 + 0.75$$

$$Q_D = 2.65 \text{ m}^3/\text{s}$$

El valor obtenido del caudal disponible $Q_D = 2.65 \text{ m}^3/\text{s}$ representa la cantidad de agua que puede ser aprovechada en la subcuenca del río Araza luego de considerar las pérdidas por evaporación y escorrentía, así como los aportes provenientes de otras cuencas. Este resultado constituye un insumo fundamental para la evaluación del potencial hídrico y el análisis de alternativas de aprovechamiento energético en la zona de estudio.

3.5. AFOROS E HISTORIA DE LOS RECURSOS HÍDRICOS

3.5.1. Aforos

Se denomina aforos a todos los procedimientos técnicos usado para determinar el volumen de agua que circula en un determinado punto en un periodo definido o simplemente podemos decir, es la técnica para medir los caudales.

3.5.2. Medición directa del caudal

3.5.2.1. Medición del área y la velocidad

Un método convencional empleado en ríos grandes y medianos consiste en medir la sección transversal del río, en un punto dado, y la velocidad media de la corriente de agua que la atraviesa.

A. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD MEDIA Y SUPERFICIAL DEL RIO

I. Con un flotador

La determinación de la velocidad del flujo en un cauce natural constituye un parámetro fundamental para la estimación del caudal. En el presente estudio, la velocidad del río se determinó a partir de la velocidad superficial, medida mediante el método del flotador, y su posterior corrección para obtener la velocidad media, considerando las características hidráulicas del cauce.

La velocidad superficial V_s se obtuvo mediante el método del flotador, el cual consiste en colocar un objeto flotante en el centro de la corriente y medir el tiempo que tarda en recorrer una distancia conocida.

La velocidad superficial se expresa como:

$$V_s = \frac{L}{t} \quad (3.8)$$

donde:

- V_s : Velocidad superficial [m/s]
- L : Longitud recorrida por el flotador [m]
- t : Tiempo de recorrido [s]

Este método proporciona una estimación directa de la velocidad en la superficie del flujo, la cual es mayor que la velocidad promedio debido a los efectos de fricción en el lecho y las paredes del cauce.

Debido a la distribución no uniforme de velocidades a lo largo de la sección transversal del río, la velocidad media V_m es menor que la velocidad superficial. Para su estimación, se utiliza un coeficiente de corrección que depende de la rugosidad del cauce y de la profundidad del flujo.

En términos generales, la velocidad media puede expresarse como:

$$V_m = C \cdot V_s \quad (3.9)$$

donde:

- V_m : Velocidad media del flujo [m/s]
- C : Coeficiente de corrección adimensional, con valores típicos entre 0.60 y 0.85

Para cauces naturales con rugosidad media, se adopta comúnmente un valor aproximado de:

$$C = 0.75$$

En el presente estudio, la velocidad media no se determinó mediante un coeficiente fijo, sino en función de la velocidad superficial y del valor característico del cauce del río, denotado como b , el cual incorpora las condiciones geométricas y de rugosidad del lecho.

La relación empleada se expresa como:

$$V_m = \frac{V_s}{1 + 14\sqrt{b}} \quad (3.10)$$

donde:

- b : Valor característico del tipo de lecho del río [-]

El valor característico b se obtiene a partir de la siguiente relación empírica:

$$b = \alpha + \frac{\beta}{R} \quad (3.11)$$

donde:

- α : Coeficiente característico del lecho del río
- β : Coeficiente característico del lecho del río
- R : Radio hidráulico [m]

El radio hidráulico se define como:

$$R = \frac{A}{P} \quad (3.12)$$


donde:

- A : Área mojada de la sección transversal [m²]
- P : Perímetro mojado [m]

Este enfoque permite obtener una estimación más realista de la velocidad media, ya que considera explícitamente la influencia del tipo de lecho, la geometría del cauce y la distribución de velocidades en la sección transversal. La velocidad media así calculada constituye un parámetro esencial para la posterior determinación del caudal del río, mediante la relación:

$$Q = A \cdot V_m \quad (3.13)$$

Figura 14*Determinación de caudales a partir del área y la velocidad media*

DETERMINACION DEL CAUDAL: RIO ARAZA																						
METODO: FLOTADOR																						
VELOCIDAD SUPERFICIAL	$L_{rio} =$	11.28	m	<div>Sección Río, lado A: 1.940 m</div> 																		
	$t_{prom} =$	18.18	s																			
	$V_s =$	0.62	m/s																			
VELOCIDAD MEDIA	$V_m =$	0.62	m/s	<table><tr><th>TIPO DE LECHO DEL RIO</th><th>β</th></tr><tr><td>Canales con paredes muy lisas</td><td>0.000050</td></tr><tr><td>Canales con paredes muy lisas</td><td>0.000013</td></tr><tr><td>Canales con paredes poco lisas</td><td>0.000240</td></tr><tr><td>Canales con paredes de tierra</td><td>0.000280</td></tr><tr><td>Canales con paredes de grava</td><td>0.000400</td></tr><tr><td>Canales de tierra con hierba</td><td>0.000700</td></tr><tr><td>Canales de tierra con hierba</td><td>0.000700</td></tr><tr><td>Canales de tierra con hierba</td><td>0.000700</td></tr></table>	TIPO DE LECHO DEL RIO	β	Canales con paredes muy lisas	0.000050	Canales con paredes muy lisas	0.000013	Canales con paredes poco lisas	0.000240	Canales con paredes de tierra	0.000280	Canales con paredes de grava	0.000400	Canales de tierra con hierba	0.000700	Canales de tierra con hierba	0.000700	Canales de tierra con hierba	0.000700
	TIPO DE LECHO DEL RIO	β																				
	Canales con paredes muy lisas	0.000050																				
	Canales con paredes muy lisas	0.000013																				
	Canales con paredes poco lisas	0.000240																				
	Canales con paredes de tierra	0.000280																				
	Canales con paredes de grava	0.000400																				
Canales de tierra con hierba	0.000700																					
Canales de tierra con hierba	0.000700																					
Canales de tierra con hierba	0.000700																					
$\alpha =$	0.007	m ²																				
$\alpha =$	0.007	m ²																				
$b =$	6.659	m																				
$c =$	0.659	m																				
$t =$	0.059	m ²																				
$b =$	0.659	m ²																				
CAUDAL	$Q =$	2.69	m ³ /s	$V_s = \frac{L_{rio}}{t_{prom.}}$ <p>Donde:</p> <p>$V_s \rightarrow$ Velocidad superficial (m/s)</p> <p>$L_{rio} \rightarrow$ Longitud del lecho del río)</p> <p>$t_{prom} \rightarrow$ Tiempo promedio (s)</p> $b = \alpha + \frac{R}{P}$ $R = \frac{A}{P}$ <p>$R \rightarrow$ Valor característico del río (m)</p> <p>$\alpha \rightarrow$ Coeficiente del lecho del río</p> <p>$\beta \rightarrow$ Coeficiente del lecho del río</p> <p>$P \rightarrow$ Radio hidráulico (m)</p> <p>$b \rightarrow$ Perímetro mojado (m)</p> <p>$n \rightarrow A \times V_m$</p> $Q = A \times V_m$ <p>Donde:</p> <p>$Q =$ Caudal (m³/s)</p> <p>$V_m =$ Velocidad media (m/s)</p> <p>$A =$ área (m²)</p>																		
CONCLUSION: Del caiculo anterior se puede deducir que el caudal aforado para el Río Arazá fue de: 2,69 m³/s																						
Este aforo se realizo en el mes de agosto del 2012, temporada de mayor duración de estiaje.																						

Nota. Elaboración propia

Para ello hay que contar, aguas abajo de un tramo recto de razonable longitud, en lo que se conoce como. sección de control, donde se pueda establecer, de una manera fiable, una relación entre alturas de lámina de agua y caudales. La Figura 15 muestra esquemáticamente una estación de aforos, construida bajo este concepto.

3.5.2.2. Calculo del área de la sección transversal

Para calcular el área de la sección transversal, se recomienda descomponerla en una serie de trapecios como muestra la figura 15.

Figura 15

Determinación de sección de control Rio Araza

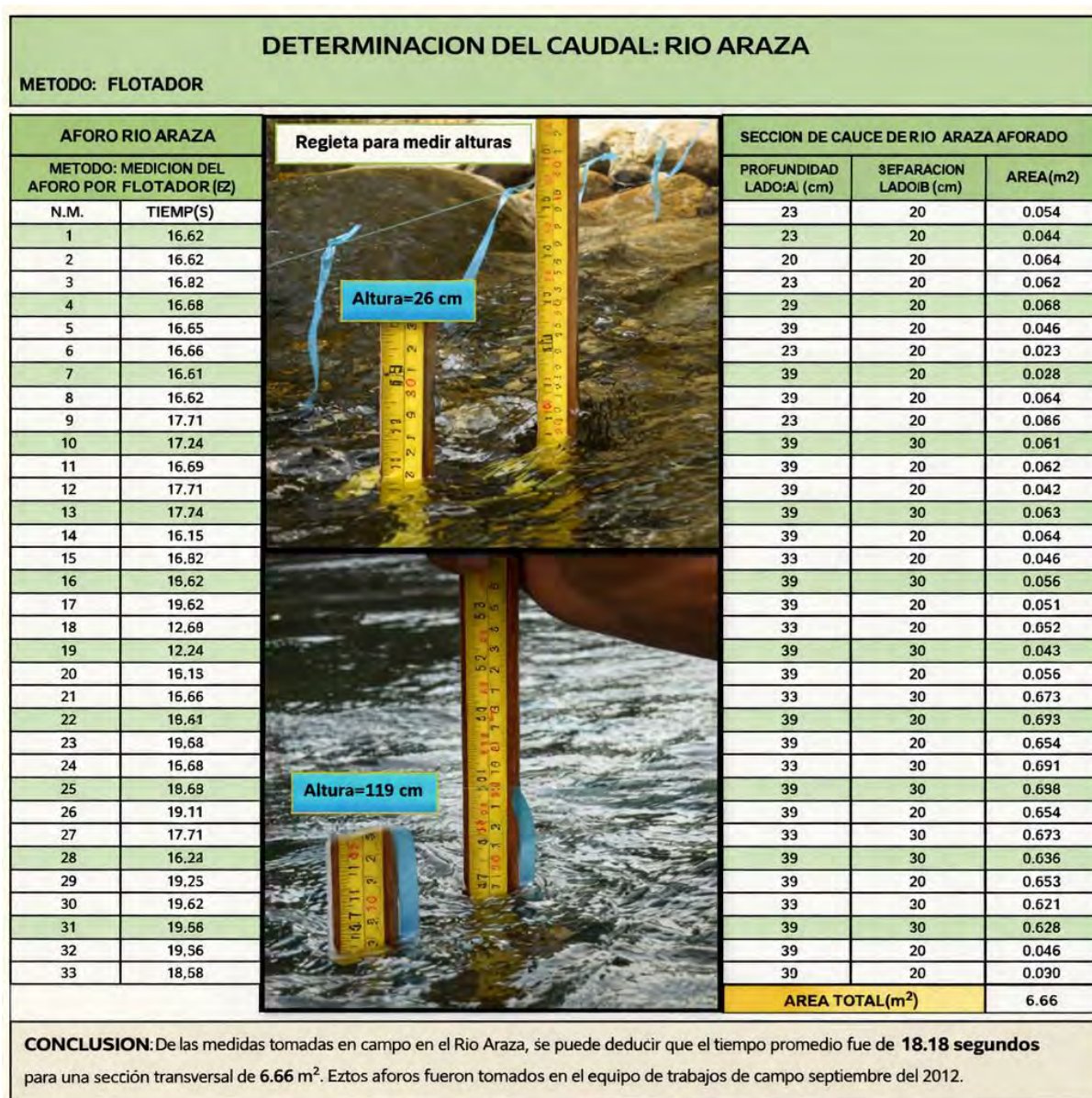
AFORO:Rio Araza		SECCION DE CAUCE DEL Rio Araza		
METODO:METODO DEL FLOTADOR		PROFUNDIDAD LADO:A(cm)	SEPARACION LADO:A(cm)	AREA(m2)
NUM.	TIEMPO(seg.)	8	20	0.016
1	15.43	18	20	0.036
2	18.66	22	20	0.044
3	18.34	25.5	20	0.051
4	18.94	28	20	0.056
5	18.62	32	20	0.064
6	22.10	60	20	0.12
7	18.41	65	20	0.13
8	17.71	71	20	0.142
9	15.15	79	20	0.158
10	17.41	82	20	0.164
11	16.59	78	20	0.156
12	16.15	86	20	0.172
13	20.69	82	20	0.164
14	16.40	94	20	0.188
15	19.66	93	20	0.186
16	13.25	95	20	0.19
17	17.12	92	20	0.184
18	15.98	93	20	0.186
19	16.70	101	20	0.202
20	18.79	104	20	0.208
21	20.30	105	20	0.21
22	14.65	110	20	0.22
23	17.71	114	20	0.228
24	16.97	119	20	0.238
25	19.75	118	20	0.236
26	14.44	112	20	0.224

Nota. Elaboración propia

Midiendo sus lados con ayuda de unas reglas graduadas, colocadas en la forma que indica la figura 19.

Figura 16

Determinación de sección de control Rio Araza



Nota. Elaboración propia

3.5.3. Determinación del caudal de diseño

El caudal de diseño es el parámetro con el que se proyecta la operación de la minicentral hidroeléctrica, y debe garantizar la obtención de la potencia de generación estimada, permitiendo la amortización de la planta en el horizonte de evaluación definido. Para este propósito, se considera como potencia disponible el valor correspondiente al 90 % de la curva

de duración de caudales, mientras que el caudal requerido para obtener potencia adicional mediante almacenamiento puede tomarse como el 50 % de la curva de duración, o alternativamente, como el caudal más constante de la curva de frecuencias (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2014).

Para una PCH en zona aislada, el caudal de diseño se selecciona de modo que permita cubrir la demanda energética dentro del régimen hidrológico disponible. En la subcuenca del río Araza, el caudal se estimó mediante la ecuación de balance hidrológico, usando precipitación y variables climáticas representativas del periodo de análisis (precipitaciones mensuales registradas durante 15 años y datos de estaciones cercanas).

El volumen anual de agua que ingresa por precipitación sobre la cuenca es:

$$V_P = h_p A_{CU} \quad (3.1)$$

Una fracción de esa precipitación genera escorrentía superficial, aproximada mediante el coeficiente K :

$$V_{esc} = K h_p A_{CU} \quad (3.2)$$

Las pérdidas por evaporación se expresan como:

$$V_E = E_a A_{CU} \quad (3.3)$$

El volumen neto anual disponible que puede aportar al cauce (antes de convertirlo a caudal) queda:

$$V_{net} = V_P - V_{esc} - V_E = (h_p - K h_p - E_a) A_{CU} \quad (3.4)$$

Para convertir ese volumen neto anual a caudal medio, se divide entre el tiempo anual t (en segundos):

$$Q_{net} = \frac{V_{net}}{t} = \left(\frac{h_p - K h_p - E_a}{t} \right) A_{CU} \quad (3.5)$$

Si además existen aportes externos desde otras cuencas (Q_{adc}), el caudal disponible total queda:

$$Q_D = \left(\frac{h_p - K h_p - E_a}{t} \right) A_{CU} + Q_{adc} \quad (3.6)$$

Esta es la misma ecuación que muestras (3.2), pero ahora queda justificado el origen de cada término.

Datos usados:

- $h_p = 6.76 \text{ m}$
- $A_{CU} = 4\,302\,500 \text{ m}^2$
- $K = 0.78$
- $E_a = 0.127 \text{ m}$
- $t = 31\,536\,000 \text{ s}$
- $Q_{adc} = 0.75 \text{ m}^3/\text{s}$

Primero se calcula la altura neta anual que queda disponible:

$$h_{net} = h_p(1 - K) - E_a \quad (3.7)$$

$$h_{net} = 6.76(1 - 0.78) - 0.127 = 6.76(0.22) - 0.127 = 1.4872 - 0.127 = 1.3602 \text{ m}$$

Luego el volumen anual neto:

$$V_{net} = h_{net} A_{CU} = 1.3602 \times 4\,302\,500 = 5\,853\,? \times 10^6 \text{ m}^3 \quad (3.8)$$

(En forma directa, se procede con la ecuación de caudal.)

Caudal neto por conversión anual:

$$Q_{net} = \left(\frac{1.3602}{31\,536\,000} \right) 4\,302\,500 \approx 1.90 \text{ m}^3/\text{s} \quad (3.9)$$

Finalmente, sumando aportes externos:

$$Q_D = Q_{net} + Q_{adc} = 1.90 + 0.75 = 2.65 \text{ m}^3/\text{s} \quad (3.10)$$

El resultado $Q_D = 2.65 \text{ m}^3/\text{s}$ representa el caudal medio disponible estimado para la subcuenca del río Araza, considerando (i) la precipitación efectiva después de pérdidas por escorrentía (coeficiente K) y evaporación (E_a), y (ii) el aporte adicional Q_{adc} . Este caudal constituye un insumo para la evaluación del recurso hídrico y el dimensionamiento energético asociado.

Tabla 21

Resumen de caudales del río Araza

CAUDALES DETERMINADOS A PARTIR DE LAS PRECIPITACIONES ,PARA UN PERIODO DE 15 AÑOS (2005-2019)												
Año	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2005	4.55	4.75	4.11	4.71	1.42	1.35	1.57	2.31	1.56	3.67	4.16	2.53
2006	4.51	3.75	4.60	2.18	2.07	1.19	3.15	0.84	2.26	1.16	3.04	3.27
2007	3.10	2.53	3.66	2.51	1.44	3.77	1.91	2.89	1.94	1.91	3.01	2.77
2008	4.77	4.52	4.83	2.63	2.28	1.60	3.55	1.22	2.11	2.63	3.50	2.98
2009	3.20	4.70	4.33	2.02	3.05	2.51	1.57	1.78	2.09	2.51	3.30	4.21
2010	5.68	3.88	4.15	2.87	1.56	1.82	1.96	1.53	1.13	2.33	2.82	4.59
2011	2.43	3.58	2.58	3.04	2.01	2.31	2.06	1.51	1.48	3.21	3.01	3.66
2012	3.76	2.80	2.04	1.99	2.20	2.98	1.02	1.22	1.82	4.32	2.40	2.48
2013	3.50	2.28	1.23	2.10	0.99	2.28	1.96	0.81	1.20	3.41	3.28	4.14
2014	4.11	2.76	3.05	2.96	1.77	0.75	3.47	0.97	0.83	2.62	4.47	3.70
2015	4.84	2.68	3.34	2.75	1.79	1.61	2.29	1.76	1.82	3.10	1.81	5.08
2016	5.70	2.91	4.74	2.35	1.70	1.43	5.82	1.98	3.40	1.78	3.68	2.84
2017	4.02	3.84	3.18	1.17	1.53	1.29	1.57	0.84	1.60	1.75	2.51	4.16
2018	3.88	4.71	3.89	1.88	0.82	1.48	2.08	1.44	1.66	2.58	2.04	2.84
2019	3.28	3.18	2.62	2.20	2.05	2.25	1.63	0.99	1.25	2.35	3.54	3.99

Nota. Elaboración propia

Tabla 22*Frecuencia de caudales*

TABLA DE FRECUENCIAS DE CAUDALES PARA LA MINICENTRAL HIDROELECTRICA								
INTERVALOS DE CAUDALES(m3/s)		CAUDALES(m3/s)	FRECUENCIA DE CAUDALES			FRECUENCIA ACUMULADAS DE CAUDALES		
			FRECUENCIA ABSOLUTA (Q)	FRECUENCIA RELATIVA (Q)	%FRECUENCIA RELATIVA (Q)	FRECUENCIAS ACUMULADA ABSOLUTA(Q)	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA(Q)	FRECUENCIA ACUMULADA PORCENTUAL(Q)
6.00	5.80	5.90	1	0.006	0.56	1.00	0.01	0.56
5.80	5.60	5.70	2	0.011	1.11	3.00	0.02	1.67
5.60	5.40	5.50	0	0.000	0.00	3.00	0.02	1.67
5.40	5.20	5.30	0	0.000	0.00	3.00	0.02	1.67
5.20	5.00	5.10	1	0.006	0.56	4.00	0.02	2.22
5.00	4.80	4.90	2	0.011	1.11	6.00	0.03	3.33
4.80	4.60	4.70	6	0.033	3.33	12.00	0.07	6.67
4.60	4.40	4.50	6	0.033	3.33	18.00	0.10	10.00
4.40	4.20	4.30	3	0.017	1.67	21.00	0.12	11.67
4.20	4.00	4.10	7	0.039	3.89	28.00	0.16	15.56
4.00	3.80	3.90	5	0.028	2.78	33.00	0.18	18.33
3.80	3.60	3.70	8	0.044	4.44	41.00	0.23	22.78
3.60	3.40	3.50	8	0.044	4.44	49.00	0.27	27.22
3.40	3.20	3.30	6	0.033	3.33	55.00	0.31	30.56
3.20	3.00	3.10	12	0.067	6.67	67.00	0.37	37.22
3.00	2.80	2.90	10	0.056	5.56	77.00	0.43	42.78
2.80	2.60	2.70	8	0.044	4.44	85.00	0.47	47.22
2.60	2.40	2.50	10	0.056	5.56	95.00	0.53	52.78
2.40	2.20	2.30	12	0.067	6.67	107.00	0.59	59.44
2.20	2.00	2.10	14	0.078	7.78	121.00	0.67	67.22
2.00	1.80	1.90	12	0.067	6.67	133.00	0.74	73.89
1.80	1.60	1.70	11	0.061	6.11	144.00	0.80	80.00
1.60	1.40	1.50	15	0.083	8.33	159.00	0.88	88.33
1.40	1.20	1.30	6	0.033	3.33	165.00	0.92	91.67
1.20	1.00	1.10	6	0.033	3.33	171.00	0.95	95.00
1.00	0.80	0.90	8	0.044	4.44	179.00	0.99	99.44
0.80	0.60	0.70	1	0.006	0.56	180.00	1.00	100.00
0.60	0.40	0.50	0	0.000	0.00	180.00	1.00	100.00
0.40	0.20	0.30	0	0.000	0.00	180.00	1.00	100.00
0.20	0.00	0.10	0	0.000	0.00	180.00	1.00	100.00

Nota. Elaboración propia

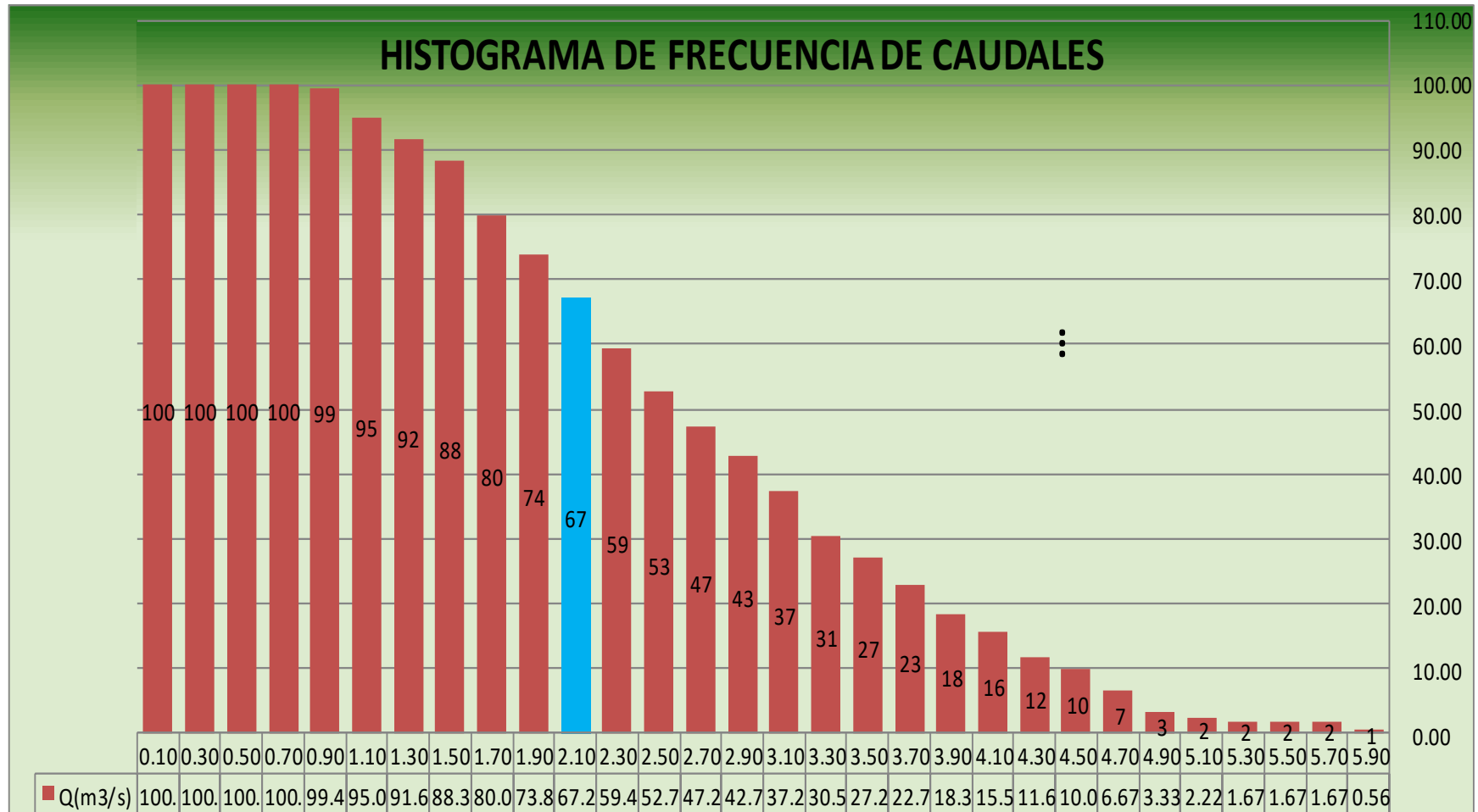
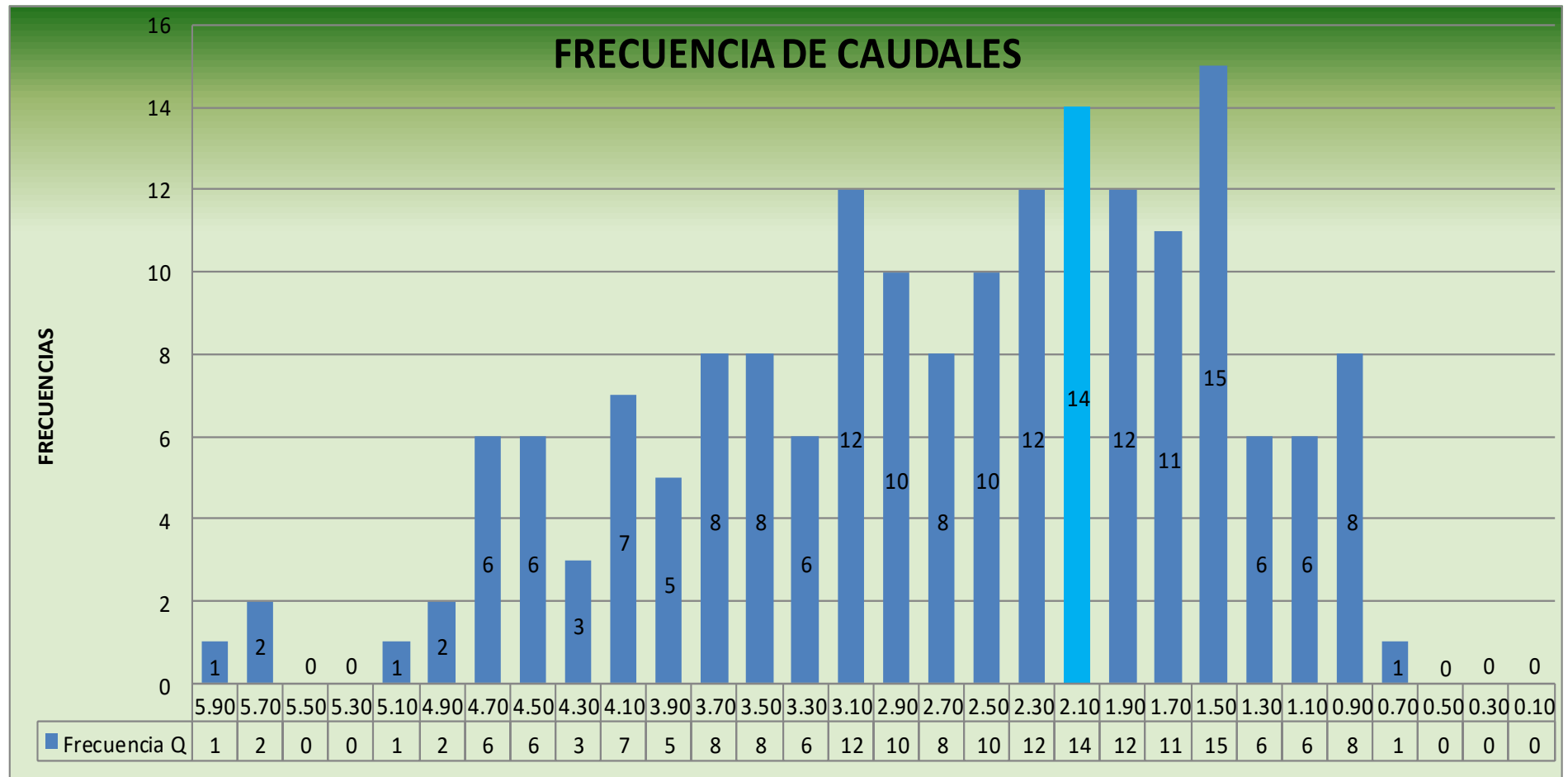
Figura 17*Frecuencia de caudales**Nota.* Elaboración propia

Figura 18*Frecuencia de caudales**Nota.* Elaboración propia

3.6. DETERMINACION DEL CAUDAL ECOLOGICO

Un impacto de gran relevancia, y necesariamente presente en todos los proyectos hidroeléctricos, es la disminución del caudal de la fuente de agua a intervenir; por este motivo en todos los estudios de impacto ambiental de este tipo se debe calcular un caudal ecológico, que garantice que el medio ambiente natural y social será afectado en la menor medida. Para la obtención de este caudal se hace uso del método:

3.6.1. Método Montana

Para este método se usa el caudal medio anual, y en base a observaciones empíricas se determina el caudal ecológico.

Tabla 23

Determinación de caudales ecológicos por método Montana

CLASIFICACIÓN CUALITATIVA	PORCENTAJE ASIGNADO
Caudal de inundación	>100%
Óptimo	60-100%
Sobresaliente	60%
Excelente	50%
Bueno	40%
Pobrementemente degradado	30%
Pobre	10%
Degradación severa	<10%

Nota. Tomado de (MEIACOL, 1998)

Descripción de términos para la zona influenciada por la reducción de caudal.

- **Óptimo:** Ecosistema natural, sin ningún indicio de alteración antrópica privilegiado por su diversidad biológica.
- **Sobresaliente:** Ecosistema hemostático, no intervenido, diversidad biológica media.
- **Excelente:** Ecosistema natural, poco intervenido, degradación incipiente.
- **Bueno:** Las condiciones naturales prevalecen, son medibles y observables en toda su extensión.

- **Pobrementemente degradado:** Ecosistema natural con manifestaciones claras de intervención; aún conserva su riqueza nativa en gran proporción.
- **Pobre:** Gran parte de sus características naturales han desaparecido, pero presenta todavía reductos con flora y fauna originales y algunas especies amenazadas.
- **Degradación severa:** El bosque natural ha sido totalmente destruido, sólo se observan pastizales y cultivos, aguas contaminadas, fauna escasa y suelos erosionados.

Tabla 24*Caudales considerados en el estudio*

CAUDALES MAXIMO,MINIMO,PROMEDIO,ECOLOGICO Y DE DISEÑO												
CAUDALES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Qmini(m ³ /s)	2.43	2.28	1.23	1.17	0.82	0.75	1.02	0.81	0.83	1.16	1.81	2.48
Qmax(m ³ /s)	5.70	4.75	4.83	4.71	3.05	3.77	5.82	2.89	3.40	4.32	4.47	5.08
Qprom(m ³ /s)	4.09	3.53	3.49	2.49	1.78	1.91	2.37	1.47	1.74	2.62	3.10	3.55
Qdiseño	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Qecologico	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69

Nota. Elaboración propia

3.7. MEDIDA DEL SALTO Y DETERMINACION DEL SALTO UTIL

El salto es la diferencia de nivel que existe entre la lámina de toma de agua y el punto donde se restituye el agua aprovechada por la turbina al río.

El salto es otra variable fundamental en el diseño de una mini central hidroeléctrica. Este parámetro se procura en todo momento que sea el máximo permitido por la topografía del terreno, considerando siempre el equilibrio entre medio ambiente y desarrollo tecnológico, además de la rentabilidad económica.

Figura 19*Perfil del río Araza*

Nota. Elaboración propia

La Figura 19 muestra el perfil longitudinal del río Araza, representando la variación de la altitud (msnm) en función de la distancia a lo largo del cauce (m). Este perfil permite analizar el comportamiento geomorfológico del río y la distribución del desnivel disponible a lo largo de su recorrido.

Se observa que el río presenta un incremento progresivo de altitud desde aproximadamente 750 msnm en el tramo inferior hasta valores cercanos a 1 800 msnm en el tramo superior, a lo largo de una distancia aproximada de 10 km. Esta variación altimétrica evidencia la presencia de un desnivel significativo, característica propia de ríos de la selva alta andina, con pendientes variables a lo largo de su recorrido.

3.7.1. Salto Bruto (H_b):

Se conoce como la altura que existe entre la toma de agua y el punto de descarga de la masa de agua ya provechada.

3.7.2. Salto Útil (H_u):

Desnivel entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina.

3.7.3. Salto Neto (H_n):

El salto neto (H_n) corresponde a la diferencia entre el salto bruto disponible y las pérdidas de carga generadas a lo largo de todas las conducciones hidráulicas (canal, tubería forzada, válvulas, rejillas, etc.). Este parámetro representa la altura efectiva sobre la cual actúa la columna de agua para generar energía mecánica en el eje de la turbina.

El salto neto se define como la diferencia entre el salto bruto disponible y las pérdidas de carga totales del sistema hidráulico:

$$H_n = H_b - H_p \quad (3.11)$$

donde:

- H_n : Salto neto [m]
- H_b : Salto bruto [m]
- H_p : Pérdidas de carga totales [m]

El salto bruto corresponde a la diferencia de cotas entre el punto de captación y el eje de la turbina, obtenida a partir del perfil longitudinal del río Araza y del levantamiento topográfico del eje hidráulico:

$$H_b = Z_{cap} - Z_{tur} \quad (3.12)$$

donde:

- Z_{cap} : Cota del punto de captación [msnm]
- Z_{tur} : Cota del eje de la turbina [msnm]

Para la microcentral hidroeléctrica de Quincemil, el salto bruto estimado fue:

$$H_b = 68.5 \text{ m} \quad (3.13)$$

Las pérdidas de carga corresponden a la suma de las pérdidas distribuidas por fricción y las pérdidas localizadas en los accesorios hidráulicos:

$$H_p = H_f + H_l \quad (3.14)$$

donde:

- H_f : Pérdidas por fricción [m]
- H_l : Pérdidas localizadas [m]

Las pérdidas por fricción se calcularon mediante la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$H_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.15)$$

y las pérdidas localizadas se expresan como:

$$H_l = \sum K_i \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.16)$$

Para el sistema hidráulico analizado, el valor total de pérdidas de carga fue:

$$H_p = 5.5 \text{ m} \quad (3.17)$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación (3.11):

$$H_n = 68.5 - 5.5 \quad (3.18)$$

$$H_n = 63.0 \text{ m} \quad (3.19)$$

El salto neto de 63.0 m representa la altura hidráulica efectiva disponible para la conversión de energía en la turbina de la microcentral hidroeléctrica de Quincemil. Este valor será utilizado conjuntamente con el caudal de diseño en el cálculo de la potencia hidráulica y eléctrica del sistema, constituyendo un parámetro fundamental para la evaluación del potencial energético del proyecto. Este valor se encuentra dentro del rango esperado para proyectos de pequeña escala, donde las pérdidas representan entre 5 % y 10 % del salto bruto, según criterios

técnicos establecidos en guías de diseño de PCH (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2014) (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2007).

3.7.4. Pérdidas de carga (H_p o ΔH)

Las pérdidas de carga (H_p) son generadas por el roce del agua contra las paredes del canal y, principalmente, en la tubería forzada. También se producen por turbulencias al cambiar de dirección de flujo, al atravesar rejillas, válvulas u otros elementos que introducen resistencia. Estas pérdidas se expresan como pérdidas de presión o como equivalente en altura de salto. La determinación de las pérdidas de carga se puede estimar en un rango de 5 % a 10 % del salto bruto, lo cual es consistente con proyectos similares en zonas andinas. En este caso, se aplicaron fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos, como Darcy-Weisbach, para obtener un valor de 5.5 m, que representa aproximadamente el 8 % del salto bruto.

3.8. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA HIDRÁULICA

La potencia hidráulica representa la energía disponible en el flujo de agua que puede ser transformada en energía mecánica en la turbina y posteriormente en energía eléctrica. Su valor depende principalmente del caudal de diseño, del salto neto y de la eficiencia hidráulica del sistema.

Para la Mini-Central Hidroeléctrica de Quincemil, la potencia hidráulica se determinó mediante la siguiente expresión empírica ampliamente utilizada en estudios hidroenergéticos:

$$P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta}{102} \quad (3.20)$$

donde:

- P : Potencia hidráulica aprovechable [kW]

- Q : Caudal de diseño [m^3/s]
- H_n : Altura neta disponible [m]
- η : Eficiencia hidráulica global del sistema
- 1000 y 102: Factores de conversión de unidades

Para el año cero del proyecto, se estableció un caudal parcial de diseño de:

$$Q = 400 \text{ l/s} = 0.40 \text{ m}^3/\text{s}$$

considerando un salto neto previamente determinado de:

$$H_n = 63 \text{ m}$$

y una eficiencia hidráulica global representativa del sistema:

$$\eta = 0.85$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (3.20):

$$P = \frac{1000 \cdot 0.40 \cdot 63 \cdot 0.85}{102}$$

$$P \approx 210 \text{ kW} \quad (3.21)$$

Este valor representa la potencia hidráulica teórica aprovechable bajo las condiciones hidráulicas establecidas para el inicio del proyecto.

Con el objetivo de apoyar la selección del tipo de turbina, se emplean los parámetros adimensionales de velocidad específica, los cuales relacionan la potencia, el caudal y el salto neto con la velocidad de rotación.

La velocidad específica basada en potencia se define como:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H_n^{5/4}} \quad (3.22)$$

donde:

- N_s : Velocidad específica
- N : Velocidad de rotación de la turbina [rpm]
- P : Potencia generada [kW]
- H_n : Salto neto [m]

De manera complementaria, se utiliza la velocidad específica por caudal, expresada como:

$$N_q = \frac{N\sqrt{Q}}{H_n^{3/4}} \quad (3.23)$$

donde:

- N_q : Velocidad específica por caudal
- Q : Caudal de diseño [m^3/s]

Los parámetros N_s y N_q permiten clasificar el tipo de turbina más adecuada según las condiciones hidráulicas del proyecto (salto y caudal). De manera general:

- N_s bajo \rightarrow Turbinas Pelton (altos saltos y bajos caudales)
- N_s medio \rightarrow Turbinas Francis (saltos y caudales intermedios)
- N_s alto \rightarrow Turbinas Kaplan o hélice (bajos saltos y altos caudales)

El parámetro N_q se emplea adicionalmente en criterios de similitud hidráulica y en la selección de modelos de turbinas durante estudios experimentales y de laboratorio.

Tabla 25*Parámetros para selección de la turbina*

PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DE LA TURBINA				
CAUDAL (m³/S)	ALTURA NETA (m)	POTENCIA EFFECTIVA (Kw)	VELOCIDAD ESPECIFICA Ns	CAUDAL ESPECIFICO Nq
0.40	63	210	81.20	25.44

Nota. Elaboración propia

Del Cuadro N° 23 y del cuadro N° 24 se puede determinar la turbina más adecuada para la Mini central Hidroeléctrica de Quincemil.

Tabla 26*Clasificación de turbinas según velocidad específica y caudal específico*

Rango de n_s	Tipo de turbina	Rango de n_q
$2 < n_s < 30$	Pelton de una boquilla	$0.6 < n_q < 9$
$30 < n_s < 60$	Pelton de varias boquillas	$9 < n_q < 18$
$60 < n_s < 200$	Francis lenta	$18 < n_q < 60$
$n_s = 200$	Francis normal	$n_q = 60$
$200 < n_s < 450$	Francis rápida	$60 < n_q < 140$
$450 < n_s < 500$	Francis de varios rodets o hélice	$140 < n_q < 152$
$500 < n_s < 1350$	Hélice	$152 < n_q < 400$

Nota. Tomado de (Aguayo, 2024)

Según los parámetros encontrados, encaja exactamente a los valores de la turbina FRANCIS LENTA

Tabla 27*Características de la turbina Francis lenta*

V_i VELOCIDAD SALIDA DE LA CORONA m/s	D_i DIAMETRO INTERIOR DEL RODETE cm	ALTURA DE LA CORONA mm	B ALTURA DEL RODETE B cm	Z NUMERO DE ALABES
25.51	20	23	22	16

Nota. Tomado de (Aguayo, 2024)

3.9. EL SISTEMA GENERACIÓN

3.9.1. Generalidades

El generador síncrono es un convertidor electromecánico de energía eléctrica a mecánica, con una pieza giratoria denominada rotor o campo, cuya bobina se excita mediante la inyección de una corriente continua, y una pieza fija denominada estator o armadura en cuyas bobinas se induce corriente alterna trifásica. Las corrientes alternas que circulan por los enrollados del estator producen un campo magnético rotatorio que gira en el entrehierro de la máquina con la frecuencia angular de las corrientes de armadura. El rotor debe girar a la misma velocidad del campo magnético rotatorio producido en el estator para que el par eléctrico medio pueda ser diferente de cero. Por esta razón a esta máquina se la denomina síncrona; el rotor gira mecánicamente a la misma frecuencia del campo magnético rotatorio del estator durante la operación en régimen permanente.

Durante la operación del generador síncrono en régimen permanente, la velocidad mecánica del rotor es igual a la velocidad angular del campo magnético rotatorio producido por el estator.

La bobina del rotor o campo de la máquina sincrónica se alimenta mediante la inyección de corriente continua, como se mencionó anteriormente, con la finalidad de producir un campo magnético de magnitud constante, semejante al de un imán permanente, pero de una intensidad

mucho mayor. Debido a que el rotor de la máquina gira en régimen permanente a la velocidad sincrónica, el campo magnético constante producido en este sistema se comporta, desde el punto de vista del estator, como un campo magnético rotatorio.

3.9.2. Características Constructivas

De acuerdo al sistema inductor pueden ser:

- De polos salientes
- De rotor cilíndrico.

3.9.2.1. De polos salientes

Podemos dividir a su vez en dos grupos:

a.- Devanado de excitación en el estator.

Este tipo de máquinas es de pequeña potencia debido a la limitación causada por el uso de anillos rozantes y escobillas.

b.- Devanado de excitación en el rotor.

Son de gran potencia, pues el inducido es estático permitiendo un mejor aislamiento y sin estar sujeto a la vibración por la rotación; por el contrario, la potencia consumida por el sistema de excitación es pequeña y es factible el uso de los anillos rozantes.

La excitación del alternador requiere de una fuente de corriente continua independiente la que puede ser obtenida:

Por un generador de excitación independiente acoplado a su eje o excitado por una subexcitación o excitatriz piloto (generador Shunt).

3.9.2.2. De rotor cilíndrico

Se le conoce también generador Síncrono de polos lisos de gran potencia, pues la forma y rigidez del rotor permitan altas velocidades, por lo que el número de polos es menor. El

devanado rotórico es concéntrico y se obtiene una fuerza magneto motriz senoidalmente distribuida por medio de un espaciamiento adecuado de los conductores en su superficie.

3.9.3. Frecuencia de la máquina síncrona

Las máquinas síncronas tienen varios polos y pueden girar a distintas velocidades. La frecuencia y ciclos por segundo del campo giratorio.

Si la máquina síncrona de corriente alterna es multipolar poseyendo 2, 4, o más polos entonces para una velocidad de una revolución por segundo, la frecuencia por revolución es en consecuencia, igual al número de pares de polos ya que la frecuencia depende directamente de la velocidad y también el número de polos.

La relación fundamental que vincula la velocidad síncrona, la frecuencia eléctrica y el número de polos se expresa mediante:

$$N = \frac{120 f}{P} \quad (3.24)$$

donde:

- N : Velocidad síncrona del generador [rpm]
- f : Frecuencia síncrona del sistema [Hz]
- P : Número total de polos del generador

Esta ecuación muestra que, para una frecuencia fija (50 Hz o 60 Hz), la velocidad de rotación disminuye a medida que aumenta el número de polos de la máquina.

Para la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil, se adoptó una frecuencia normalizada de 60 Hz, correspondiente al sistema eléctrico nacional, y un generador multipolar de 8 polos.

Sustituyendo estos valores en la ecuación (3.24):

$$N = \frac{120 \cdot 60}{8} \quad (3.25)$$

$$N = 900 \text{ rpm} \quad (3.26)$$

Por lo tanto, el generador síncrono de la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil operará a una velocidad de rotación de 900 revoluciones por minuto, garantizando la generación de energía eléctrica a la frecuencia requerida por el sistema.

Tabla 28

Frecuencia de la Máquina

FRECUENCIA NORMALIZADA (Hz)	NÚMERO DE POLOS	VELOCIDAD SÍNCRONA (RPM)
60	2	3600
60	4	1800
60	6	1200
60	8	900
60	10	720
60	12	600
50	2	3000
50	4	1500
50	6	1000
50	8	750
50	10	600
50	12	500

Nota. Elaboración propia

3.10. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO DE 8 POLOS

Los elementos principales que dan lugar a una máquina eléctrica rotativa son el campo y la armadura; el campo magnético está formado por líneas continuas de flujo emergiendo desde el polo norte y entrando al polo sur; mientras la armadura que es la bobina o bobinas de

N vueltas ubicadas entre ambos polos, se produce la variación de flujo que es causado por el movimiento rotacional, aplicado por el giro del rodete de la turbina a uno de los elementos del alternador.

La tensión inducida puede expresarse de manera simplificada mediante la siguiente relación:

$$e = K_1 \cdot f \cdot N \cdot \phi \quad (3.27)$$

donde:

- e : Tensión inducida $[V]$
- K_1 : Factor de proporcionalidad y unidades (factor de arrollamiento)
- f : Frecuencia eléctrica $[Hz]$
- N : Número de espiras del devanado
- ϕ : Flujo magnético por polo $[Wb]$

En un generador síncrono multipolar, como el de 8 polos considerado en este estudio, la frecuencia de la tensión inducida está directamente relacionada con la velocidad de rotación del rotor. Esta relación se expresa como:

$$f = \frac{P \cdot N}{120} \quad (3.28)$$

donde:

- f : Frecuencia eléctrica $[Hz]$
- P : Número de polos del generador
- N : Velocidad de rotación $[rpm]$

Para el caso del generador de la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil, con $P = 8$ polos y una velocidad síncrona de $N = 900 \text{ rpm}$, se obtiene una frecuencia eléctrica de:

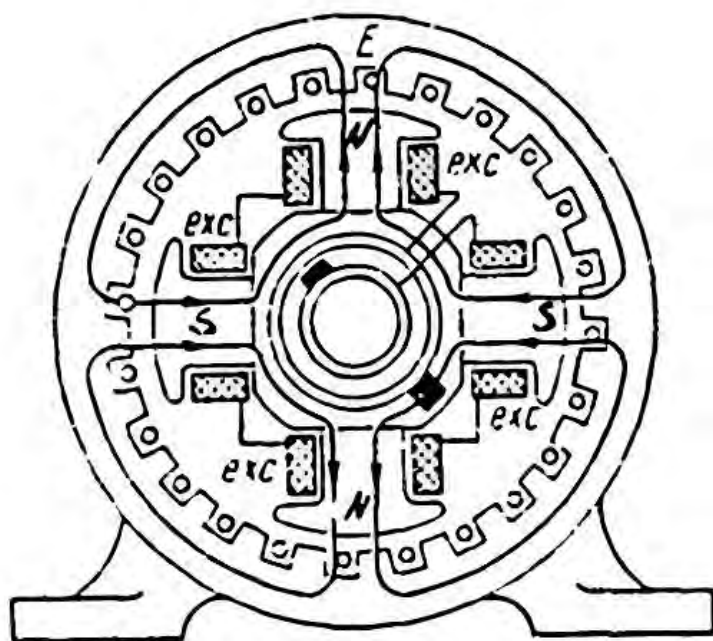
$$f = \frac{8 \cdot 900}{120} = 60 \text{ Hz} \quad (3.29)$$

El funcionamiento del generador síncrono se basa en que la velocidad del rotor determina directamente la frecuencia de la energía generada, mientras que la magnitud de la tensión inducida depende del flujo magnético, del número de espiras y del diseño del devanado.

De esta forma, el generador de 8 polos, acoplado mecánicamente a la turbina hidráulica, permite generar energía eléctrica estable en frecuencia y tensión, adecuada para su aprovechamiento en la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil.

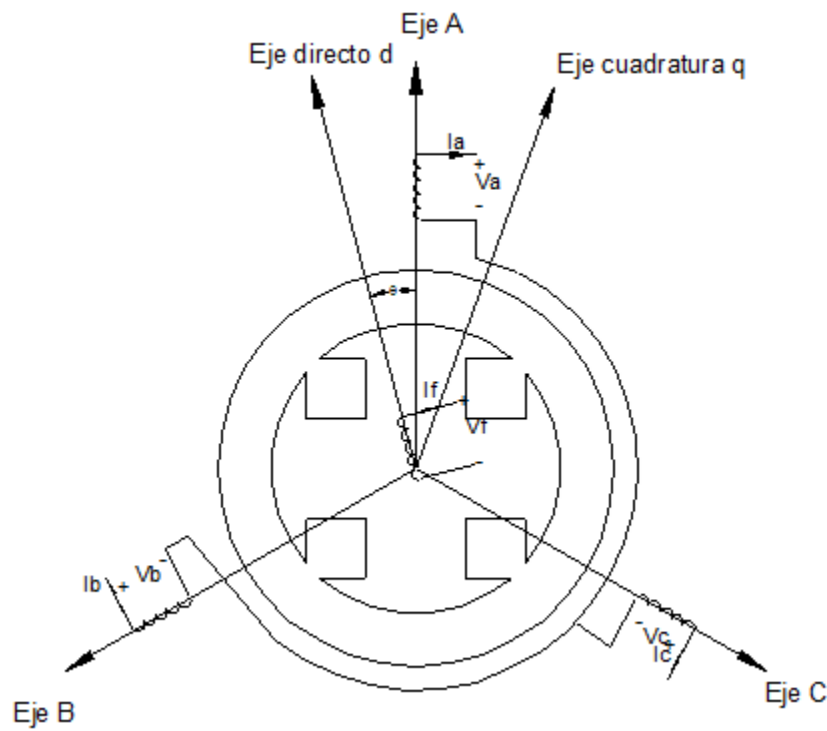
Figura 20

Máquina de polos salientes



Nota. Elaboración propia

Antes de plantear las ecuaciones de voltaje se presenta un esquema de generador trifásico idealizado de polos salientes.

Figura 21*Diagrama Fasorial**Nota.* Elaboración propia

A partir del diagrama fasorial del generador síncrono trifásico, y considerando las polaridades de tensión y el sentido de circulación de las corrientes, se establecen las siguientes relaciones para cada fase:

$$V_a = -Z_a I_a \quad V_b = -Z_b I_b \quad V_c = -Z_c I_c \quad (3.30)$$

donde:

- V_a, V_b, V_c : tensiones de fase línea–neutro [V]
- I_a, I_b, I_c : corrientes de fase [A]
- Z_a, Z_b, Z_c : impedancias de cada fase del generador [Ω]

El signo negativo indica que las corrientes están orientadas hacia el exterior del generador, lo cual confirma que la máquina opera en modo generador, entregando potencia eléctrica al sistema.

El generador síncrono posee tres fases eléctricas desfasadas 120° entre sí, lo que permite una operación equilibrada. Las tensiones instantáneas pueden expresarse como:

$$\begin{aligned} V_a(t) &= V_m \sin(\omega t) \\ V_b(t) &= V_m \sin(\omega t - 120^\circ) \\ V_c(t) &= V_m \sin(\omega t - 240^\circ) \end{aligned} \quad (3.31)$$

donde:

- V_m : valor máximo de la tensión de fase
- $\omega = 2\pi f$: velocidad angular $[rad/s]$
- f : frecuencia eléctrica $[Hz]$

Bajo condiciones normales de operación equilibrada, se cumple que la suma instantánea de las tensiones de fase es nula:

$$V_a + V_b + V_c = 0 \quad (3.32)$$

De manera análoga, las corrientes trifásicas satisfacen la condición:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (3.33)$$

Esta característica garantiza un flujo de potencia continuo, minimiza esfuerzos mecánicos en el eje del generador y mejora la estabilidad eléctrica del sistema.

3.10.1. Reacción de armadura en el generador síncrono

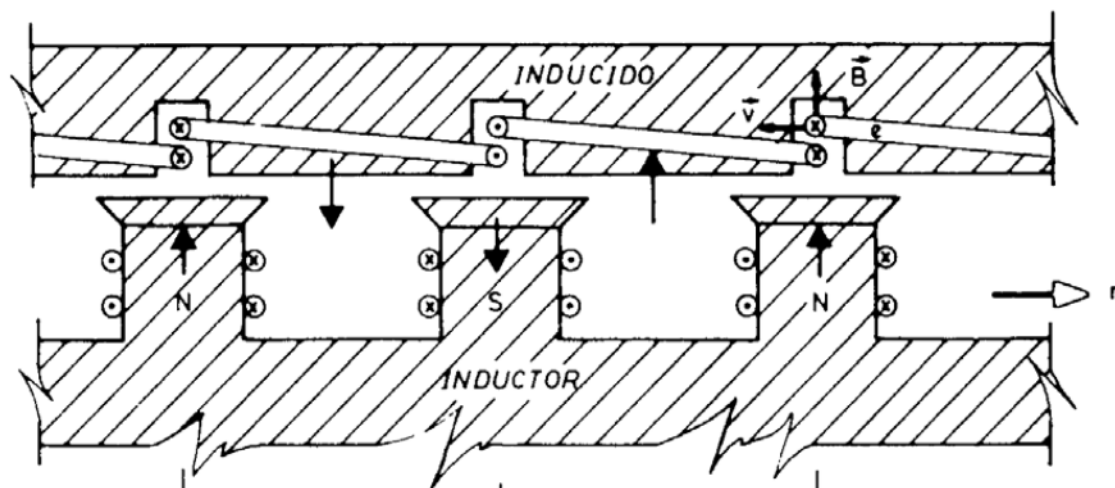
En un generador, la concentración de líneas de flujo origina un par de fuerzas torque contrario que trata de detener el movimiento rotacional (torque mecánico) y regresar a la bobina a su posición inicial; para vencer este par resistente, el accionamiento primo tendrá que entregar necesariamente más energía mecánica y así obtener que la velocidad síncrona sea constante. El

par resistente aumenta cuando se conecta más CARGA ELECTRICA al sistema, de modo que tiende también el aumento de corriente circulante en la bobina.

Es decir que cuando existe el aumento de cargas eléctricas, se produce más líneas en oposición (flujo magnético opuesto), inducida (caída de tensión).

Figura 22

Reacción de armadura



Nota. Tomado de (Hyde, 1998).

3.10.2. Operación de la máquina síncrona como generador

El comportamiento de la máquina síncrona depende directamente de la condición de carga a la que se encuentre sometida. En términos generales, se distinguen dos estados fundamentales de operación: operación en vacío y operación con carga.

a) Operación en vacío

Cuando el generador síncrono opera en vacío, no existe conexión de carga en sus bornes, por lo que la corriente de armadura es nula. En esta condición, la tensión inducida en los devanados del estator es generada únicamente por el campo magnético producido por la corriente de excitación del rotor.

La tensión inducida en vacío se expresa como:

$$E_0 = f(I_f) \quad (3.34)$$

donde:

- E_0 : tensión inducida en vacío [V]
- I_f : corriente de excitación del rotor [A]

En este estado se cumplen las siguientes condiciones operativas:

$$I_a = 0 \quad (3.35)$$

$$T_e = 0 \quad (3.36)$$

$$\delta = 0 \quad (3.37)$$

donde:

- I_a : corriente de armadura
- T_e : torque electromagnético
- δ : ángulo de carga o ángulo de torque

Dado que no existe transferencia de potencia eléctrica hacia la carga, el eje del generador únicamente vence las pérdidas mecánicas (rozamiento y ventilación). El diagrama fasorial correspondiente muestra que la tensión terminal coincide prácticamente con la fuerza electromotriz inducida.

b) Operación con carga

Cuando el generador síncrono se conecta a una carga, comienza a circular corriente por el devanado de armadura, produciendo un campo magnético adicional que interactúa con el campo del rotor. En esta condición, la máquina entrega potencia eléctrica al sistema.

Para velocidad síncrona constante ($\omega_s = \text{cte}$), la tensión terminal del generador depende de la corriente de excitación y de la carga conectada, lo cual puede expresarse como:

$$V = f(I_f) \text{ para } \omega_s = \text{cte} \quad (3.38)$$

En este régimen se tiene:

$$I_a \neq 0 \quad (3.39)$$

$$T_e \neq 0 \quad (3.40)$$

$$\delta \neq 0 \quad (3.41)$$

El ángulo de carga δ representa el desfase angular entre la fuerza electromotriz inducida E y la tensión terminal V , y es un parámetro determinante en la potencia entregada por el generador.

Relación potencia-ángulo del generador síncrono

La potencia eléctrica activa entregada por el generador síncrono puede expresarse, de manera simplificada, mediante la relación:

$$P = \frac{E V}{X_s} \sin \delta \quad (3.42)$$

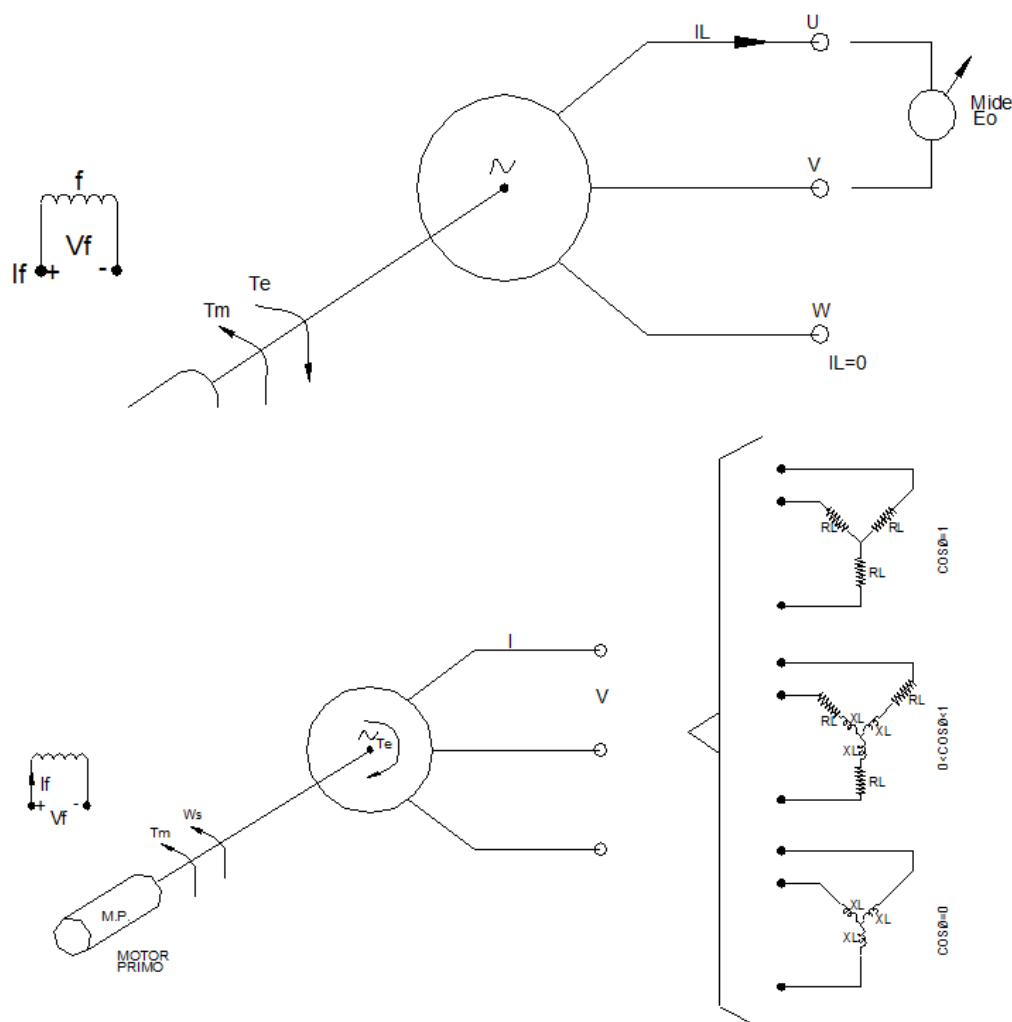
donde:

- P : potencia activa entregada [W]
- E : fuerza electromotriz inducida
- V : tensión terminal
- X_s : reactancia síncrona
- δ : ángulo de carga

Esta ecuación evidencia que la potencia generada depende directamente del ángulo de carga, manteniéndose la velocidad constante debido al acoplamiento síncrono entre el campo giratorio y el rotor.

Figura 23

Comportamiento de la f.e.m. inducida en función de la excitación para velocidad constante



Nota. Elaboración propia

De la figura podemos deducir que para cargas resistivas el factor de potencia es unitario porque no causan desfase entre tensión y corriente. Las cargas inductivas combinadas con resistivas tienen factores de potencia en atraso y menores que la unidad. Las cargas inductivas

puras toman como factor de potencia cero. Las cargas capacitivas también tienen factores de potencia menores a la unidad.

3.10.3. Determinación de potencia del generador

Como se determinó en secciones anteriores, la potencia activa disponible en el eje del generador de la minicentral hidroeléctrica de Quincemil es de 210 kW, valor obtenido a partir del caudal de diseño y el salto neto disponible. Sin embargo, para el dimensionamiento eléctrico del generador, no solo debe considerarse la potencia activa, sino también la potencia aparente, ya que esta define la capacidad nominal del equipo.

La relación entre la potencia activa P , la potencia aparente S y el factor de potencia $\cos \varphi$ se expresa mediante:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (3.43)$$

donde:

- S : potencia aparente [kVA]
- P : potencia activa [kW]
- $\cos \varphi$: factor de potencia del sistema

Para el presente proyecto se adopta un factor de potencia de 0.85, valor representativo de sistemas de generación aislados con cargas mixtas (iluminación, motores y cargas resistivas), comúnmente empleado en el diseño de minicentrales hidroeléctricas rurales.

Sustituyendo los valores:

$$S = \frac{210}{0.85} = 247.05 \text{ kVA} \quad (3.44)$$

Por criterios de seguridad operativa, disponibilidad comercial y margen de crecimiento de la demanda, el valor obtenido se aproxima al siguiente valor normalizado:

$$S \approx 250 \text{ kVA} \quad (3.45)$$

El valor de 250 kVA representa la potencia nominal del generador síncrono, garantizando que el equipo pueda operar de manera estable sin sobrecargas térmicas ni eléctricas, incluso ante variaciones del factor de potencia o incrementos transitorios de la demanda. Esta potencia aparente asegura, además, una adecuada regulación de tensión y confiabilidad del sistema eléctrico de la minicentral.

En un sistema trifásico balanceado, la potencia aparente también puede expresarse como:

$$S = \sqrt{3} V_L I_L \quad (3.46)$$

donde:

- V_L : tensión de línea [V]
- I_L : corriente de línea [A]

Esta expresión resulta útil para la verificación de corrientes nominales del generador y el dimensionamiento de conductores, interruptores y protecciones asociadas.

Se consideró un factor de potencia de 0.85, valor típico en sistemas de generación aislados con carga mixta, según prácticas de diseño en microcentrales rurales en Perú (OSINERGMIN, 2015).

Tension de generacion de la minicentral

La tensión de generación según sus características constructivas y la conexión del generador se tienen dos posibilidades de tensión 380/220 voltios; pero por conveniencia se ha elegido la tensión de 380 voltios.

3.10.4. Corriente nominal del generador

Una vez determinada la potencia aparente nominal del generador síncrono, resulta necesario calcular la corriente nominal de línea, ya que este parámetro es indispensable para el dimensionamiento de conductores, interruptores, protecciones eléctricas y equipos auxiliares del sistema de generación.

En un sistema trifásico balanceado, la relación entre la potencia aparente, la tensión de generación y la corriente de línea está dada por:

$$S = \sqrt{3} V_G I \quad (3.46)$$

Despejando la corriente nominal del generador, se obtiene:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} V_G} \quad (3.47)$$

donde:

- I : corriente nominal de línea [A]
- S : potencia aparente del generador [kVA]
- V_G : tensión de generación línea-línea [kV]

Para la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil se consideran los siguientes valores de diseño:

- Potencia aparente:

$$S = 250 \text{ kVA}$$

- Tensión de generación trifásica:

$$V_G = 0.38 \text{ kV}$$

Sustituyendo en la ecuación (3.47):

$$I = \frac{250}{\sqrt{3} \times 0.38} \quad (3.48)$$

$$I = \frac{250}{1.732 \times 0.38} \quad (3.49)$$

$$I = 380.28 \text{ A} \quad (3.50)$$

La corriente nominal del generador es aproximadamente 380 A, valor que representa la corriente máxima continua que puede circular por los devanados del estator bajo condiciones nominales de operación

3.10.5. Excitación de campo en el alternador

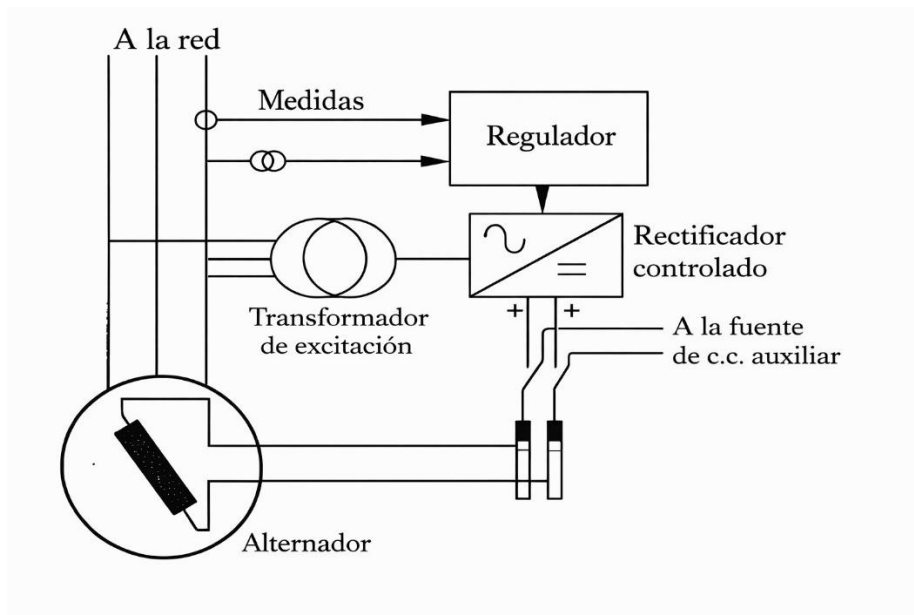
El suministro de corriente de excitación en un alternador puede realizarse mediante distintos esquemas:

- **Excitación independiente:** proviene de una fuente externa de corriente continua.
- **Autoexcitación:** se obtiene desde la misma armadura del generador, utilizando la corriente de carga.
- **Excitación mixta:** combina ambos métodos para mejorar la estabilidad y respuesta del sistema.

En el caso de la Mini Central Hidroeléctrica de Quincemil, el presente estudio considera un sistema de autoexcitación, por ser una solución técnica viable en proyectos de generación aislada, con ventajas en simplicidad operativa y autonomía energética. Esta configuración permite que el generador utilice parte de su propia energía para alimentar el campo magnético necesario para la inducción de tensión.

Figura 24

Esquema del sistema de excitación del generador del tipo autoexcitado



Nota. Elaboración propia

3.10.6. Sistema de Excitación

El sistema de excitación es responsable de suministrar la corriente continua necesaria para generar el campo magnético en el alternador. Este campo permite la inducción de tensión en los devanados de la armadura, siendo esencial para el funcionamiento del generador. Según especificaciones técnicas de fabricantes y criterios de diseño en microcentrales, se considera:

- Una tensión de excitación estándar de 125 V, valor común en sistemas de autoexcitación con regulador automático de voltaje (AVR).
- Una potencia de excitación que va entre 2 % y 3 % de la potencia activa del generador, dependiendo del tipo de máquina, sistema de regulación y condiciones de carga.

De acuerdo con criterios técnicos empleados en estudios de electrificación rural y diseño de microcentrales hidroeléctricas, la potencia de excitación suele encontrarse entre el 2

% y 3 % de la potencia activa del generador, dependiendo del tipo de máquina y del sistema de regulación adoptado. Para el presente estudio se adopta un valor promedio del 2.5 %, conforme a recomendaciones técnicas utilizadas en el Perú (OSINERGMIN, 2015).

La potencia de excitación se calcula mediante la expresión:

$$P_E = 0.025 \cdot P \quad (3.51)$$

donde:

- P_E : potencia de excitación $[kW]$
- P : potencia activa del generador $[kW]$

Sustituyendo el valor de potencia activa determinado previamente:

$$P_E = 0.025 \times 210 \quad (3.52)$$

$$P_E = 5.25 \text{ kW} \quad (3.53)$$

La corriente de excitación se obtiene a partir de la potencia de excitación y la tensión de excitación del sistema, mediante la relación:

$$I_{ex} = \frac{P_E}{V_E} \quad (3.54)$$

donde:

- I_{ex} : corriente de excitación $[A]$
- P_E : potencia de excitación $[kW]$
- V_E : tensión de excitación $[V]$

Para el generador de la minicentral hidroeléctrica de Quincemil se adopta una tensión de excitación estándar de 125 V, valor común en sistemas de excitación con AVR.

Sustituyendo los valores:

$$I_{ex} = \frac{5.25 \times 1000}{125} \quad (3.55)$$

$$I_{ex} = 42 \text{ A} \quad (3.56)$$

3.11. REGULACIÓN DE TENSION AVR

En el estudio de generadores eléctricos, uno de los parámetros técnicos más relevantes para su comparación es la regulación de tensión, definida como la capacidad del generador para mantener estable el voltaje de salida ante variaciones de carga.

Este parámetro es fundamental, ya que la reacción de armadura provocada por el paso de corriente de carga y su correspondiente factor de potencia genera un efecto desmagnetizante que tiende a reducir la tensión inducida en el generador.

La regulación de tensión del generador se expresa mediante la siguiente relación:

$$V(\%) = \frac{V_0 - V_c}{V_c} \times 100 \quad (3.57)$$

donde:

- $V(\%)$: regulación de tensión porcentual
- V_0 : tensión en vacío (sin carga) en los terminales del generador [V]
- V_c : tensión a plena carga en los terminales del generador [V]

Esta expresión permite cuantificar el grado de variación del voltaje entre las condiciones de vacío y carga nominal.

3.11.1. Función del AVR y Control de la Corriente de Excitación (IEXT)

Para mantener la tensión de salida dentro de los valores nominales, se emplea un Regulador Automático de Voltaje (AVR), dispositivo electrónico que ajusta dinámicamente la corriente de excitación (I_{ext}) del generador. Su funcionamiento se basa en un lazo de control:

- Medición continua del voltaje de salida del generador.
- Comparación con el valor de referencia nominal.
- Ajuste automático de la corriente de campo (I_{ext}) para compensar cualquier desviación.

Este ajuste se realiza mediante el aumento o disminución de la corriente continua que alimenta los devanados de campo del rotor, modificando el campo magnético y, por tanto, la tensión inducida. El AVR opera con componentes de estado sólido montados sobre una tarjeta impresa, y puede ser del tipo brushless (sin escobillas) o con escobillas, dependiendo del diseño del generador.

3.11.2. Principio de Operación

Es un dispositivo fabricado con elementos de estado sólido montados sobre una tarjeta impresa. Su misión es mantener el nivel de tensión constante a cualquier condición de carga dentro del valor nominal del alternador aun con variaciones de la velocidad (5%).

Toma como señal la tensión de salida del alternador, la compara y emite automáticamente hacia el campo de la excitatriz la corriente continua necesaria para mantener la tensión en el nivel de calibración.

Dividiendo un AVR en circuitos operativos tenemos:

- Circuito sensor y comparador.** Toma la señal, compara con una referencia pre calibrado y detecta el error.
- Circuito amplificador del error y de control de disparo.** Detectado el error, es traducido y retenido por un tiempo, luego del cual se emite el serial que dispara el tiristor (rectificador de silicio cuya conducción de corriente es controlable).
- Circuito de control de potencia.** Formado por diodos de silicio y tiristores. Toma la potencia del mismo alternador; según el error y la señal del disparo rectifica la corriente que se aplica al campo de excitatriz para corregir las variaciones de tensión.

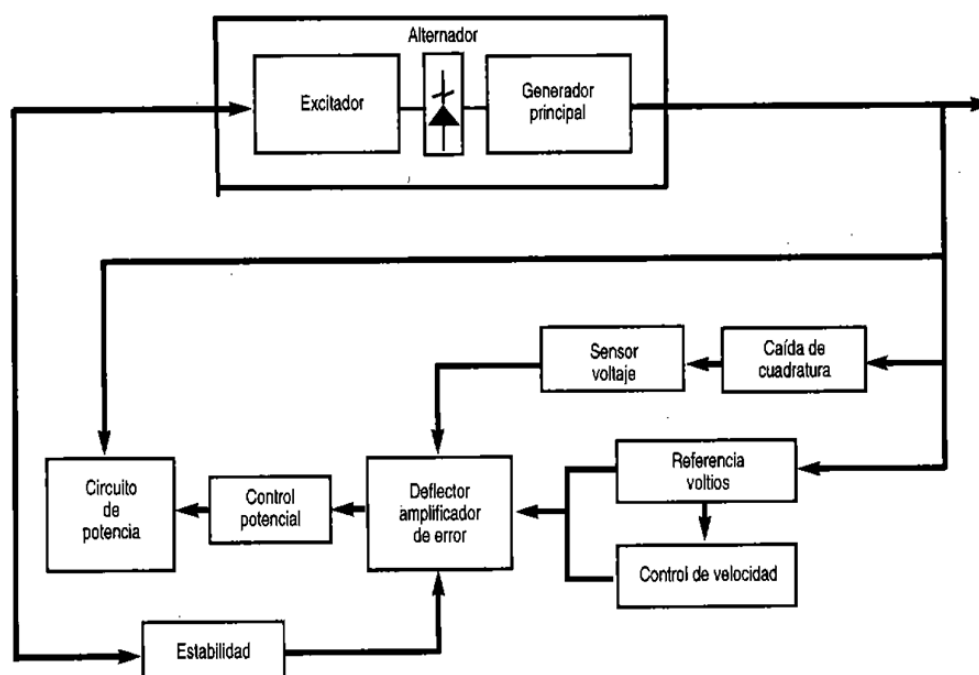
d) Circuito de estabilidad. Es un circuito de realimentación de señal para detectar si la corrección de excitación es la apropiada. Es calibrable y depende de las características del conjunto AVR y Alternador. De este circuito depende la velocidad de respuesta del equipo ante cambios bruscos de carga.

e) Circuito de protección por baja velocidad motriz. El AVR básico solo tensión, Consecuentemente, para evitar sobreexcitación por caída en la velocidad de giro, estos dispositivos incluyen un circuito que sensa la frecuencia y, ante una disminución de la misma por debajo de un valor calibrado, dejan pasar menos corriente de excitación de manera que la tensión de salida disminuye proporcionalmente a la caída de velocidad. Este circuito no actúa sobre el regulador de velocidad de la turbina.

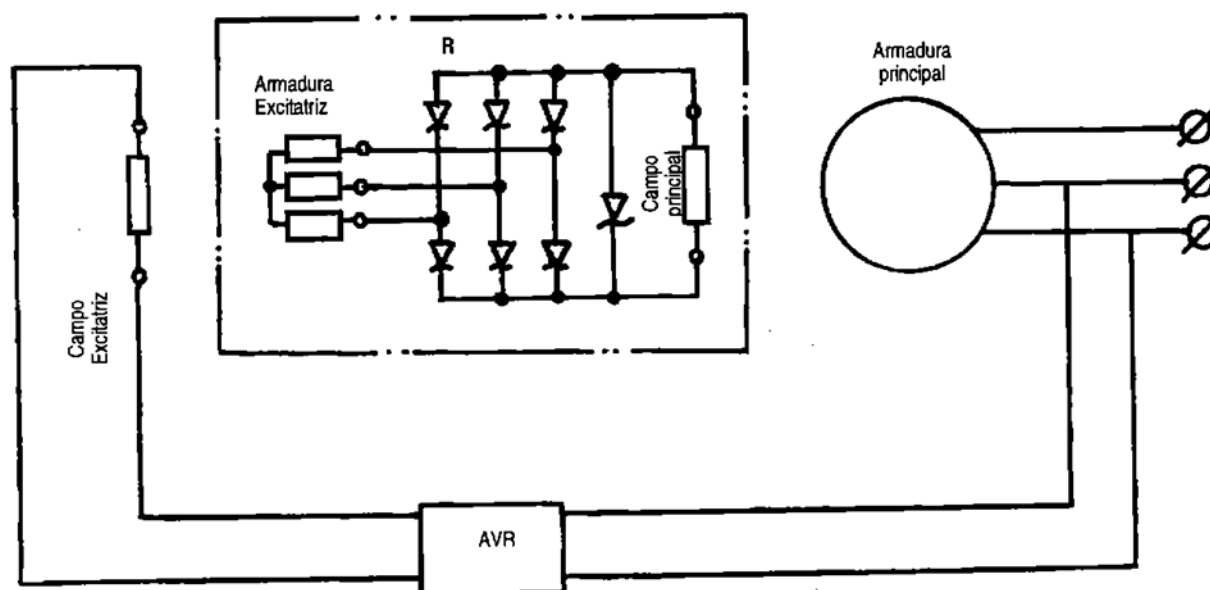
El diagrama de bloques de la figura 25 representa la interconexión de funciones entre circuitos. En la figura 26 se muestra la conexión de un AVR a un alternador convencional sin escobillas.

Figura 25

Diagrama de bloques de un avr electrónico



Nota. Elaboración propia

Figura 26*Conexión de un AVR a un alternador**Nota.* Elaboración propia

3.11.3. Calibración

- a) **Tensión.** Todo AVR dispone de un potenciómetro para calibrar la tensión desde la misma unidad. Puede existir un segundo potenciómetro que se coloca en el panel de control del equipo generador. El calibrado de este ultimo es posterior al primero y, para realizarlo, se gira el cursor del potenciómetro en sentido horario si se quiere aumentar la tensión de salida. El calibrado se hace con el alternador girando a velocidad nominal y sin carga; el valor no debe exceder del 5% del nivel] del valor nominal, salvo indicación del fabricante.
- b) **Estabilidad.** En la unidad hay otro potenciómetro que sirve para calibrar la estabilidad; en sentido horario la respuesta del sistema es mas lenta. Sin embargo, se tiene que girar en ambos sentidos hasta conseguir que la tensión de salida este sin oscilar. El calibrado se realiza a velocidad nominal y con carga, mejor aun si es la total.
- c) **Protección por baja velocidad motriz.** Los métodos difieren según el fabricante del AVR y es necesario guiarse por el Manual respectivo.

3.12. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

La inclusión de la generación distribuida en los Sistemas Eléctricos de Potencia, provoca nuevas consecuencias técnicas, las que hacen necesaria la revisión de los sistemas de protección, por ejemplo, las redes dejan de ser radiales, pueden encontrarse líneas multiterminales, flujos de potencia y de cortocircuito en varias direcciones, entre otras.

La conexión de las unidades de generación distribuida en las redes de medio y bajo voltaje, requiere de un adecuado sistema protecciones para asegurar la calidad del suministro a los consumidores, de manera que no exista afectación tanto durante operación normal como en condiciones de falla. Los esquemas de protección que existen en estas redes son generalmente de sobre corriente tiempo inverso o tiempo definido, de acuerdo a los criterios convencionales de la protección.

Se deduce entonces, que los sistemas con generación distribuida requieren de una técnica de protección cuya filosofía puede variar respecto a la conocida tradicionalmente, debido a que las características de operación e interconexión y el tipo de planta, entre otras cuestiones a tener en cuenta, hacen necesario analizar, la influencia que provoca la inclusión de la generación distribuida en el sistema al que se conecta y como las perturbaciones en dicho sistema afectan las plantas de generación distribuida; por ende, su aplicación debe estar bien concebida y encaminada a evitar daños en ambos sentidos.

3.12.1. Generalidades sobre la influencia de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección

Nuestra tarea principal de la interconexión es cómo unir la generación distribuida con el sistema de distribución de la zona existentes, de una manera fiable, segura, y rentable.

Es necesario proteger los generadores de la generación distribuida no sólo contra los cortocircuitos, sino contra las condiciones anormales de operación. Muchas de estas

condiciones anormales pueden ser impuestas en el generador por el sistema. Algunos ejemplos de dichas condiciones anormales: sobreexcitación, sobre voltaje, corrientes desbalanceadas, frecuencia anormal y esfuerzo torsional del eje debido al recierre automático de un interruptor de la empresa eléctrica. Al estar sometidos a estas condiciones, los generadores pueden, en pocos segundos, sufrir daños o falla completa. Las empresas eléctricas, por su parte, se preocupan porque la instalación del generador distribuido puede resultar en daños a sus equipos o a los equipos de sus clientes. Los generadores pequeños dispersos están conectados al sistema de la empresa eléctrica en los niveles de distribución y subtransmisión. Estos circuitos de la empresa eléctrica están diseñados para alimentar cargas radiales.

La introducción de generadores distribuidos constituye una fuente indeseada de redistribución de corrientes de carga y de falla, así como una posible fuente de sobre voltaje. Por lo general no se permite la operación en isla de generadores de generación distribuida dispersos con carga de la empresa eléctrica externas al sitio de la generación distribuida, por dos razones importantes:

1. La empresa eléctrica debe restaurar los circuitos interrumpidos, y este esfuerzo se complica mucho cuando hay generadores en isla con cargas de la empresa eléctrica. El recierre automático es generalmente el método que se usa para restaurar energía eléctrica a los usuarios. Al haber generadores en isla, se complica el recierre automático y también la conmutación manual que requiere sincronizar el generador/carga en isla al sistema de la empresa eléctrica.
2. La calidad de la energía (niveles de voltaje y frecuencia, así como la posible presencia de armónicos) puede no mantenerse por los generadores de generación distribuida en isla al nivel ofrecido por la empresa eléctrica, lo que podría ocasionar daños en los equipos de los usuarios. En ciertos casos, el generador puede convertirse en fuente de

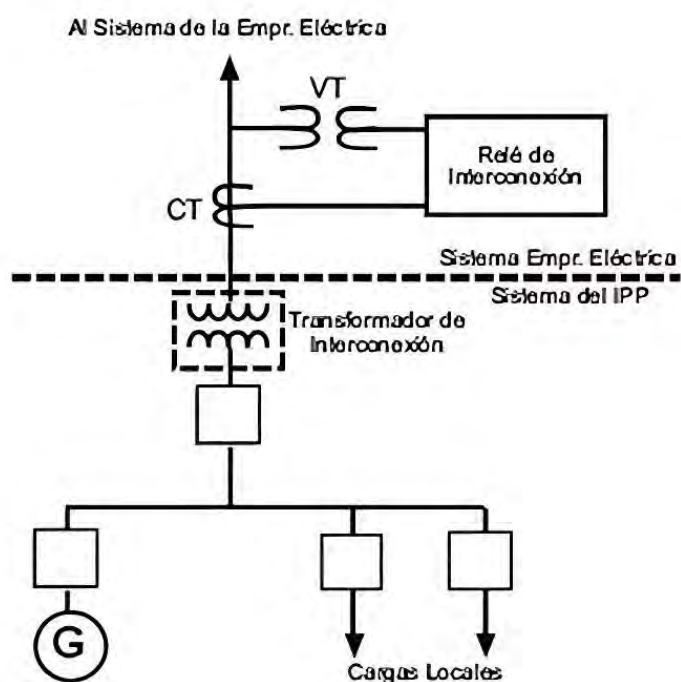
distorsión armónica si no cuenta con sistemas de filtrado adecuados. La protección correctamente diseñada debe atender estos aspectos al menor costo posible.

La función principal de la protección de interconexiones es evitar la formación de islas en el sistema (detectando la operación asincrónica de generadores dispersos) y deberá determinar si el generador ha dejado de operar en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica. La detección y el disparo deberán ser lo suficientemente rápidos para permitir el recierre automático en el sistema de la empresa eléctrica.

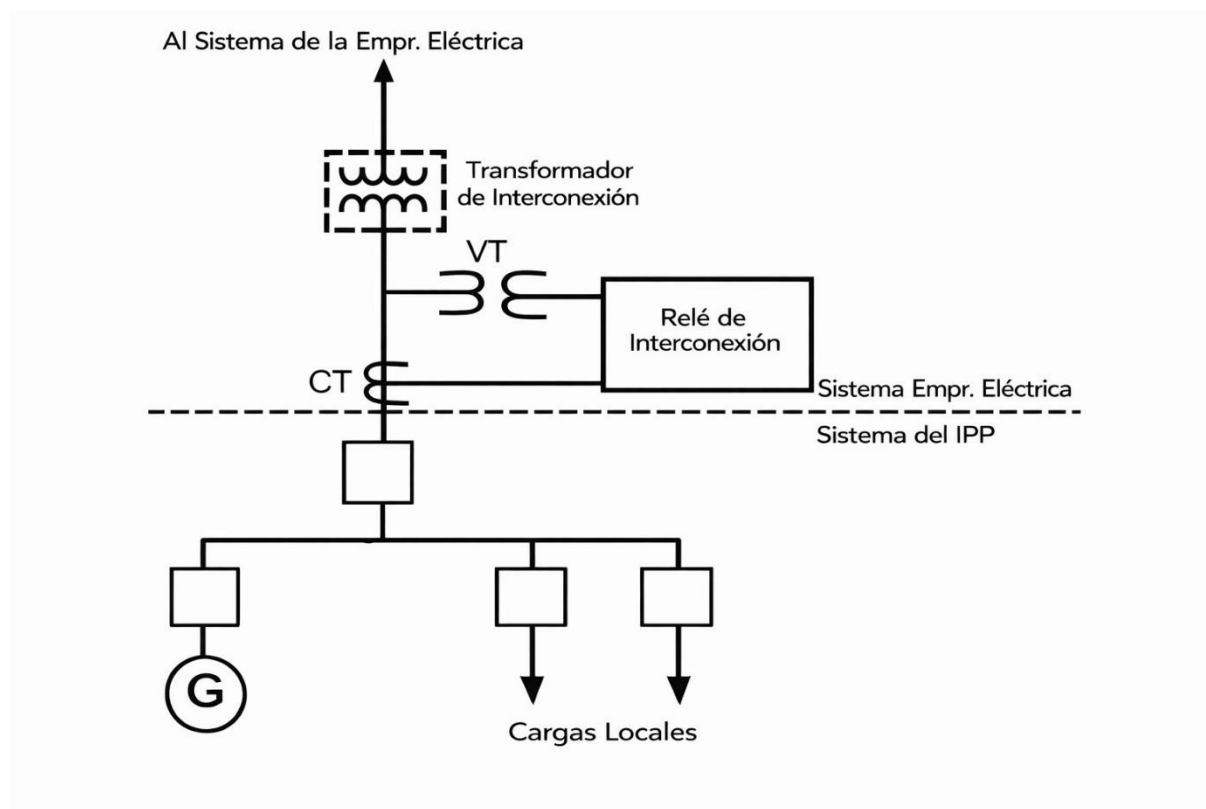
Típicamente, la protección de interconexiones para estos generadores se establece en el punto de acoplamiento común entre la red de la empresa eléctrica y la generación distribuida, también llamada internacionalmente (por sus características) Productor Independiente de Energía (IPP). Este puede estar en el secundario del transformador de interconexión, como indica la Figura 30, o en el primario del transformador, como en la Figura 27.

Figura 27

Conexión del generador por la red secundaria



Nota. Elaboración propia

Figura 28*Conexión del generador en el primario**Nota.* Elaboración propia

La protección en la interconexión debe satisfacer los requisitos para permitir que el generador sea conectado a la red. Su función es triple:

1. Desconecta el generador cuando ha dejado de operar en paralelo con el sistema.
2. Protege el sistema contra los daños ocasionados por la conexión del generador, incluyendo la corriente de falla que suministra el generador para fallas en el sistema y sobre voltajes transitorios.
3. Protege el generador contra daños producidos por el sistema, especialmente mediante el recierre automático.

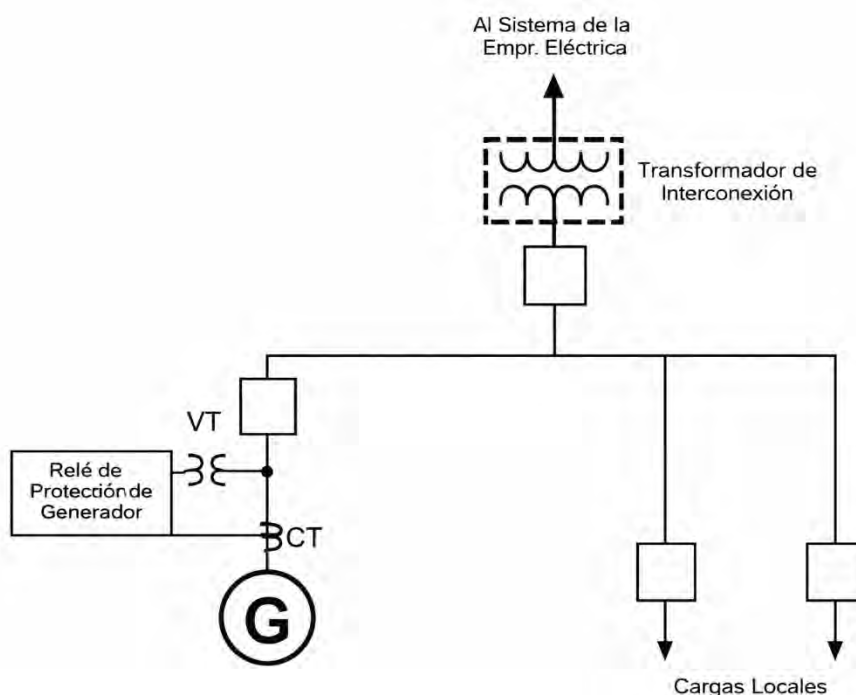
La protección del generador típicamente se conecta en los terminales del generador, como se muestra en la Figura 29.

La protección del generador permite detectar:

1. Cortocircuitos internos del generador;
2. Condiciones anormales de operación (pérdida de campo, potencia inversa, sobreexcitación y corrientes desbalanceadas).

Figura 29

Conexión de la protección



Nota. Elaboración propia

Filosofía de aplicación de la protección a las plantas de generación distribuida conectadas al sistema. Los generadores sincrónicos tienen un devanado de campo de corriente directa que proporciona una fuente de excitación a la máquina. Pueden ser una fuente de potencia activa y reactiva para el sistema y requieren equipo de sincronización para la puesta en paralelo con la red eléctrica. Estas máquinas requieren protección de interconexión.

Las características de la protección de interconexiones varían substancialmente dependiendo de factores como: tamaño del generador, punto de interconexión con el sistema,

tipo de generador y configuración del transformador de interconexión. Se pueden citar de forma general, los objetivos específicos de un sistema de protección de interconexiones de plantas con generación distribuida, así como las funciones de protección necesarias para lograr cada objetivo, esto se resume en la Tabla 28..

Tabla 29

Funciones de la protección

OBJETIVO DE LA PROTECCIÓN.		FUNCIÓN DE PROTECCIÓN A EMPLEAR.
DETECCIÓN DE LA PÉRDIDA DE OPERACIÓN EN PARALELO CON EL SISTEMA.		81O/U, 81R, 27/59, 59I, Disparo Transferido
DETECCIÓN DE ALIMENTACIÓN DE FALLAS		Fallas de Fase: 51V, 67, 21 Fallas a Tierra: 51N, 67N, 59N, 27N
DETECCIÓN	CONDICIONES	47, 46
PERJUDICIALES EN EL SISTEMA		
DETECCIÓN DE FLUJO DE	POTENCIA ANORMAL	32
RESTAURACIÓN		25

Nota. Elaboracion propia

Para detectar la pérdida de operación en paralelo con el sistema, la filosofía consiste en establecer un rango de sobre/baja frecuencia (81O/U) y sobre/bajo voltaje (27/59) dentro del cual se le permite operar al generador. Cuando el generador distribuido está en isla, debido ya sea a una falla o a otra condición anormal, la frecuencia y el voltaje saldrán con rapidez fuera del rango de operación si existe una diferencia significativa entre los niveles de la carga y de generación.

En algunas aplicaciones de cogeneración, se utilizan relés de razón de cambio de la frecuencia (81R) para poder detectar más rápidamente la pérdida del suministro del sistema y separa de la empresa eléctrica las instalaciones de la planta.

Si la carga y el generador están casi en equilibrio al momento de la separación, el voltaje y la frecuencia pueden permanecer dentro del rango de operación normal y puede no producirse el disparo por baja/sobre frecuencia y sobre/bajo voltaje. De existir esta posibilidad, quizás se necesite contar con disparo transferido, usando un medio confiable de comunicación. Cuando se detecte la pérdida de operación en paralelo, el generador distribuido deberá ser separado del sistema de la empresa eléctrica con rapidez suficiente para permitir el recierre automático del interruptor en la subestación del sistema.

El uso de relés de baja frecuencia en conjunción con la necesidad de separar el generador de generación distribuida antes del recierre del interruptor de la empresa eléctrica, impide a la mayor parte de los pequeños generadores dispersos suministrar energía de respaldo a la empresa eléctrica durante perturbaciones importantes en el sistema. Cuando la frecuencia decrece a causa de una perturbación importante en el sistema, estos generadores disparan quedando fuera de línea.

Si se extienden los tiempos de disparo por baja frecuencia, quizás resultará necesario modificar el método de recierre de la subestación, utilizando supervisión del voltaje y/o recierre con comprobación de sincronismo.

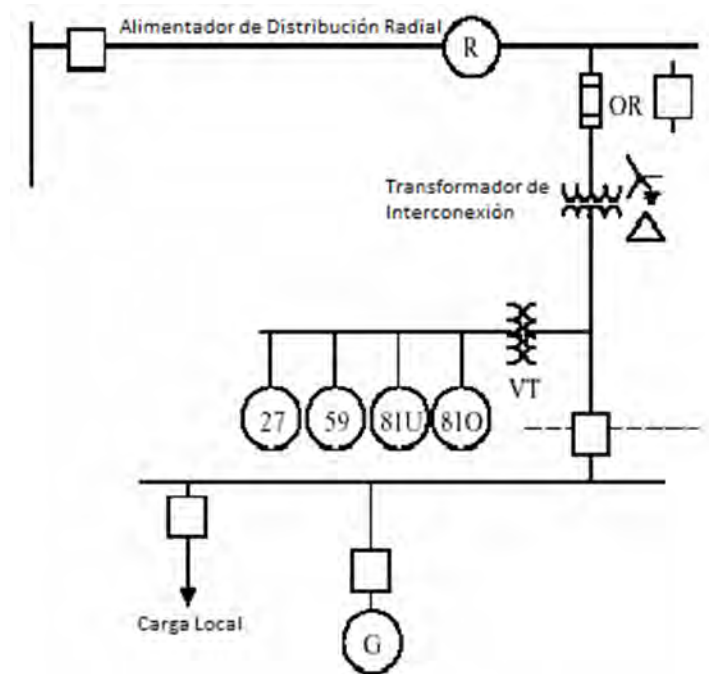
3.12.2. Esquemas de protección para pequeños generadores de generación distribuida.

En la Figura 30 se muestra un esquema típico de sobre/bajo voltaje y sobre/baja frecuencia en una pequeña instalación de generación distribuida. Estas funciones de protección pueden todas incluirse en un sólo relé digital de multifunción, como los que se introducen actualmente en nuestro medio.

Las pequeñas máquinas síncronas están generalmente tan sobrecargadas luego que dispara el interruptor de la subestación del sistema, que su contribución a la corriente de falla es muy baja.

Figura 30

Esquema típico de voltaje y frecuencia



Nota. Elaboracion propia

Para estos pequeños generadores, la detección de la pérdida de operación en paralelo por medio de los relés 81O/U y 27/59 es toda la protección de interconexión que se necesita, además, como es lógico, de la específica que pueda dar el fabricante para el generador y el motor primario.

La Tabla 29 un resumen donde se marcan con X las protecciones a utilizar acorde al tamaño del generador.

Tabla 30*Protecciones a emplear según el tamaño del generador*

Función	11–500 KW	11–500 KW	501–2000 KW	2001- 10000 KW
Desconectivo para interconexión	X	X	X	X
Desconectivo para el generador	X	X	X	X
Disparo por sobre voltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje o sobrecorriente a tierra. (según el sistema de aterramiento)		X	X	X
Chequeo de sincronismo.	Manual o Auto.	Manual o Auto.	Auto.	Auto
Direccional de potencia (depende de modo operación)		X	X	X
Telemetría/Disparo transferido				X

Nota. Elaboracion propia**3.12.3. Algunas consideraciones sobre ajustes de las protecciones**

Para las funciones de protección más comunes en todos los esquemas, un ejemplo de los requerimientos típicos de respuestas se ofrece en la Tabla 30.

Tabla 31*Requerimientos típicos*

Rango de desviación del voltaje nominal.	Tiempo de eliminación de la anormalidad
$V < 50\%$ del nominal	10 ciclos o menos
$50\% < V < 88\%$	120 ciclos o menos
$110\% < V < 120\%$	60 ciclos o menos

V > 120%	10 ciclos o menos
Rango de desviación de la frecuencia nominal.	Tiempo de eliminación de la anormalidad.
F > 60.5 Hz	10 ciclos o menos
57.0(ajustable) < F < 59	Retardo ajustable
F < 57.0	10 ciclos o menos

Nota. Elaboracion propia

La función principal de la protección de interconexiones es evitar la formación de islas en el sistema (detectando la operación asincrónica de generadores dispersos) y deberá determinar si el generador ha dejado de operar en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica. La detección y el disparo deberán ser lo suficientemente rápidos para permitir el recierre automático en el sistema de la empresa eléctrica. Por ello, los tiempos de eliminación de anomalías se expresan en ciclos eléctricos, ya que esta unidad permite una referencia directa al comportamiento de la señal alterna. En sistemas de 60 Hz, 10 ciclos equivalen a aproximadamente 167 milisegundos, lo que garantiza una respuesta rápida y sincronizada con los eventos de la red.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1. DETERMINACION Y EJECUCIÓN DEL PROYECTO

La metodología presentada en este capítulo describe de forma detallada el procedimiento empleado para la optimización de la capacidad y tecnología de la generación eléctrica distribuida, así como la subestación que alimentará las cargas bajo estudio. Dado que es necesario determinar la localización de esta generación en función de los centros de carga del grupo seleccionado, se plantea a continuación el principio de la metodología empleada para tal fin.

Para determinar la región de mayor probabilidad para las localizaciones de la generación distribuida, se parte de la metodología probabilística para la localización óptima de subestaciones eléctricas, presentada en el trabajo “A Probabilistic Methodology for Distribution Substation Location”. Esta propuesta parte del principio de que la solución obtenida debe cumplir con parámetros técnicos definidos para este estudio, especialmente aquellos relacionados con la regulación de voltaje, reducción de pérdidas eléctricas y estabilidad operativa del sistema.

Cabe resaltar que, en este trabajo, los criterios considerados para evaluar la calidad del servicio eléctrico incluyen:

- Regulación de voltaje dentro de rangos normativos
- Reducción de pérdidas técnicas en la red
- Estabilidad de frecuencia ante variaciones de carga
- Minimización de distorsión armónica (THD)
- Capacidad de respuesta ante eventos operativos

Estos indicadores fueron definidos en la matriz de operacionalización y se alinean con los estándares establecidos por IEEE 1547, NTCSE y OSINERGMIN, garantizando que el diseño propuesto cumpla con los requisitos técnicos exigidos para zonas rurales aisladas.

Esta metodología considera además que el centro de carga para un grupo de consumidores varía con el tiempo, por lo que se modela como una variable aleatoria bivariante. Las localizaciones óptimas se seleccionan dentro de una región de alta probabilidad para el centro de carga, buscando minimizar las pérdidas de potencia y energía, mejorar la regulación de voltaje y garantizar condiciones operativas estables en la red eléctrica.

4.1.1. Aproximación Probabilística Para La Localización De Subestaciones De

Distribución De Sistemas De Potencia

La localización óptima de una subestación eléctrica en sistemas de generación distribuida en zonas aisladas requiere considerar no solo criterios determinísticos tradicionales, sino también la variabilidad espacial y temporal de la demanda eléctrica. En este contexto, se adopta una aproximación probabilística, la cual permite identificar regiones de alta probabilidad asociadas a la ubicación del centro de carga del sistema.

El fundamento de esta metodología radica en considerar que el centro de carga no es un punto fijo, sino una variable aleatoria bidimensional, cuyo comportamiento depende de la distribución geográfica de las cargas, la variación horaria de la demanda y la dinámica del consumo energético. Este enfoque resulta especialmente adecuado en sistemas rurales aislados, donde la dispersión de las cargas y la variabilidad del consumo son significativas.

La localización propuesta tiene como objetivo reducir las pérdidas técnicas, mejorar la regulación de tensión y asegurar condiciones operativas adecuadas del sistema eléctrico. El análisis se limita a criterios técnicos y probabilísticos de localización, sin incorporar evaluaciones de confiabilidad estadística, debido a la limitada disponibilidad de información empírica.

Para el análisis probabilístico, se considera que el centro de carga del sistema varía con el tiempo y puede representarse mediante un vector aleatorio bivariable. Sea (X_i, Y_i) el par de coordenadas que representa la posición del centro de carga correspondiente al intervalo de tiempo t_i .

Se asume que los pares:

$$(X_1, Y_1), (X_2, Y_2), \dots, (X_{n_h}, Y_{n_h})$$

constituyen realizaciones muestrales independientes de una distribución de probabilidad conjunta, con función de densidad f_{θ_0} , perteneciente a una familia paramétrica:

$$\mathcal{F} = \{f_{\theta} : \theta \in \Theta\}$$

donde θ representa el vector de parámetros desconocidos del modelo probabilístico.

Las curvas de carga del sistema se discretizan en intervalos de una (1) hora, permitiendo capturar la variación temporal de la demanda. Para cada intervalo horario i , se calcula la posición del centro de carga mediante un promedio ponderado, donde los pesos corresponden a la potencia demandada por cada carga.

La coordenada horizontal del centro de carga horario se obtiene mediante:

$$X_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_c} S_{ij} X_j}{\sum_{j=1}^{n_c} S_{ij}} \text{ para } i = 1, \dots, n_h \quad (4.1)$$

De manera análoga, la coordenada vertical se determina como:

$$Y_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_c} S_{ij} Y_j}{\sum_{j=1}^{n_c} S_{ij}} \text{ para } i = 1, \dots, n_h \quad (4.2)$$

- n_h : número de intervalos horarios considerados en la discretización de la curva de carga.

- n_c : número total de cargas analizadas en el sistema.
- S_{ij} : potencia aparente demandada (kVA) por la carga j durante la hora i .
- (X_j, Y_j) : coordenadas geográficas de la carga j .
- (X_i, Y_i) : coordenadas del centro de carga correspondiente a la hora i .

Los pares (X_i, Y_i) representan los centros eventuales de carga del sistema a lo largo del día. Sobre este conjunto de puntos se aplican posteriormente modelos probabilísticos bidimensionales, tales como la distribución Normal y la distribución de Freund, con el propósito de identificar regiones de mayor densidad de probabilidad, las cuales constituyen zonas técnicamente favorables para la localización de la subestación de distribución.

4.1.2. Programación Lineal

Para la determinación del esquema óptimo de generación distribuida en la zona aislada de Quincemil, se emplea un modelo de programación lineal entera, utilizando el algoritmo de Branch and Bound (B&B), implementado mediante el software de optimización de propósito general LINDO. Esta herramienta permite resolver problemas complejos de asignación de recursos, ubicación de fuentes de generación y dimensionamiento de cargas, bajo restricciones técnicas específicas.

La programación lineal es una técnica matemática que permite encontrar la mejor solución posible (óptima) a un problema de decisión, maximizando o minimizando una función objetivo, sujeta a un conjunto de restricciones. En el contexto de este estudio, se busca minimizar las pérdidas técnicas y optimizar la ubicación de las fuentes renovables para abastecer las 10 cargas seleccionadas.

Los elementos fundamentales del modelo son:

- **Función objetivo:** Representa el criterio técnico que se desea optimizar, como la minimización de pérdidas eléctricas o la distancia total entre generadores y cargas.

- **Restricciones:** Condiciones técnicas que deben cumplirse, como límites de potencia, ubicación geográfica, capacidad de generación, y compatibilidad normativa.
- **Variables de decisión:** Parámetros bajo control del analista, como la ubicación de cada generador, su capacidad instalada y la asignación de carga.
- **Solución óptima:** Conjunto de valores que cumple todas las restricciones y optimiza la función objetivo dentro de la región factible.

4.1.2.1. Método Branch and Bound (B&B)

El algoritmo Branch and Bound es una técnica exacta de optimización utilizada para resolver problemas de programación lineal entera, donde las variables de decisión deben tomar valores discretos (enteros). Su funcionamiento se basa en los siguientes pasos:

- Iteración inicial: Se resuelve el problema como si fuera de programación lineal continua. Si la solución obtenida ya es entera, se considera óptima y el proceso finaliza.
- Ramificación: Si alguna variable toma un valor no entero, se selecciona dicha variable (por ejemplo, $X_i = 3.7$) y se generan dos subproblemas:
 - Uno con la restricción $X_i = 3$
 - Otro con la restricción $X_i = 4$
- Estos subproblemas se resuelven nuevamente como problemas de programación lineal.
- Acotamiento: Para problemas de maximización, se establece una cota inferior (CI) que representa el mejor valor entero encontrado hasta el momento. Solo se analizan subproblemas cuya solución potencial supere esta cota.
- Evaluación iterativa: El algoritmo continúa generando y evaluando subproblemas, descartando aquellos que no mejoran la solución actual. El proceso termina cuando no quedan subproblemas por analizar.

Este enfoque garantiza que la solución final sea óptima dentro del conjunto de soluciones enteras, cumpliendo con los criterios técnicos definidos en el modelo.

4.1.2.2. Aplicación del software LINDO

LINDO (Linear, Interactive, and Discrete Optimizer) es un software especializado en resolver modelos de optimización lineal, no lineal y entera. En este estudio, se utiliza para:

- Formular el modelo matemático con variables de ubicación, capacidad y asignación de carga.
- Definir la función objetivo y las restricciones técnicas del sistema eléctrico.
- Ejecutar el algoritmo Branch and Bound para encontrar la solución óptima.
- Validar los resultados mediante simulaciones y análisis de sensibilidad.

LINDO permite ingresar el modelo en lenguaje algebraico, visualizar la región factible, y obtener reportes detallados sobre las variables óptimas, los valores de la función objetivo y las restricciones activas. Su uso facilita la toma de decisiones técnicas en sistemas de generación distribuida, especialmente en contextos rurales con limitaciones operativas.

4.2. PROPUESTA DE SELECCIÓN ÓPTIMA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD Y TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El objetivo de esta propuesta es optimizar el sistema de distribución eléctrica en la zona aislada de Quincemil, logrando un diseño en el que la red opere con mínimas pérdidas técnicas y se construya bajo el menor costo de inversión e instalación, cumpliendo simultáneamente con los requerimientos técnicos establecidos por las normativas vigentes (IEEE 1547, NTCSE, OSINERGMIN).

Para ello, se plantea un modelo matemático de programación lineal entera, cuya función objetivo se define como:

Minimizar:

- Las pérdidas de potencia en las líneas
- El costo total de inversión e instalación de infraestructura
- La distancia total entre generadores y cargas

Este modelo busca encontrar la configuración óptima de la red que satisfaga la demanda eléctrica con eficiencia, estabilidad y viabilidad económica. En el desarrollo matemático se consideran dos tipos de variables:

- Variables reales: Representan magnitudes continuas como la potencia activa en las líneas, las pérdidas eléctricas, los costos unitarios de instalación y operación.
- Variables enteras: Representan decisiones discretas, como la instalación o no de una línea específica (valor binario 0 o 1), la activación de un nodo, o la asignación de carga a una fuente generadora.

La red se construye en función de los requerimientos de carga, considerando los caminos técnicamente factibles y las restricciones operativas. Se modela una red nodal, compuesta por líneas aéreas y cargas concentradas en nodos, donde:

- Nodos: Representan instalaciones con demanda eléctrica (viviendas, centros comunales, etc.) o intersecciones entre dos líneas aéreas.
- Líneas: Representan los tramos de infraestructura eléctrica que conectan los nodos, sujetos a restricciones de capacidad, distancia y costo.

4.3. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

El modelo matemático desarrollado tiene como finalidad determinar el esquema óptimo de localización y dimensionamiento de la red de distribución y de las tecnologías de generación distribuida, minimizando los costos totales del sistema eléctrico en la zona aislada de estudio.

La función objetivo considera simultáneamente:

- los costos asociados a las pérdidas técnicas en las líneas,

- los costos de inversión en infraestructura de distribución, y
- los costos de las tecnologías de generación distribuida.

La solución óptima del sistema se obtiene al minimizar la función objetivo global, definida como:

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 \quad (4.3)$$

donde:

- Z_1 : costo anual de las pérdidas en las líneas de distribución
- Z_2 : costo de inversión de las líneas de distribución
- Z_3 : costo total asociado a las tecnologías de generación distribuida

4.3.1. Costo de las pérdidas en las líneas (Z_1)

Las pérdidas técnicas en las líneas están directamente relacionadas con la potencia que circula por ellas y se expresan, de forma general, como una función cuadrática de la corriente. No obstante, con el fin de incorporar este término en un modelo de programación lineal, se adopta una aproximación lineal válida cuando las líneas se diseñan para operar cerca de la densidad económica de corriente.

El costo total de las pérdidas en la red, para un sistema compuesto por N_d nodos, se expresa como:

$$Z_1 = \sum_{i=1}^{N_d} \sum_{k \in IN(i)} C \cdot P(k) \quad (4.4)$$

donde:

- $IN(i)$: conjunto de líneas que ingresan al nodo i
- $P(k)$: potencia que circula por la línea k [kVA]
- C : coeficiente del costo de pérdidas [\$/kVA · año]

El coeficiente C depende del tipo de configuración eléctrica del tramo, adoptando distintos valores:

- C_1 : tramos trifásicos
- C_2 : monofásico (fase–neutro, conexión Y)
- C_3 : monofásico (dos hilos, conexión A)
- C_4 : dos fases y neutro (conexión Y)
- C_5 : dos fases y neutro con cargas monofásicas y trifásicas (delta abierta)

4.3.2. Coeficientes del costo de pérdidas

Para líneas trifásicas, el coeficiente del costo de pérdidas se define como:

$$C_1 = \frac{\rho \cdot J_{eco} [12C_d + C_e \cdot F_{dp} \cdot 8760] \cdot FVA \cdot D_{ij}}{\sqrt{3} \cdot U_L} \quad (4.5)$$

De forma análoga, para los demás tipos de líneas se tiene:

$$C_2 = \frac{4\rho J_{eco} (12C_d + C_e F_{dp} 8760) FVAD_{ij}}{\sqrt{3} U_L} \quad (4.6)$$

$$C_3 = \frac{2\rho J_{eco} (12C_d + C_e F_{dp} 8760) FVAD_{ij}}{\sqrt{3} U_L} \quad (4.7)$$

$$C_4 = \frac{3\rho J_{eco} (12C_d + C_e F_{dp} 8760) FVAD_{ij}}{\sqrt{3} U_L} \quad (4.8)$$

$$C_5 = \frac{5\rho J_{eco} (12C_d + C_e F_{dp} 8760) FVAD_{ij}}{\sqrt{3} U_L} \quad (4.9)$$

El factor de actualización al valor presente se define como:

$$FVA = (1 + RI)^{-t}, t = 1, \dots, N \quad (4.10)$$

4.3.3. Linealización de las pérdidas

Suponiendo operación a densidad económica de corriente:

$$I = J_{eco} \cdot S_{ec} \quad (4.11)$$

Las pérdidas eléctricas pueden expresarse como:

$$\Delta P = k' R I^2 \quad (4.12)$$

Sustituyendo:

$$\Delta P = k' R J_{eco} S_{ec} I \quad (4.13)$$

Considerando:

$$I = k'' U_L \quad (4.14)$$

$$R = \frac{\rho L}{S_{ec}} \quad (4.15)$$

se obtiene la expresión linealizada de pérdidas:

$$\Delta P = \frac{k \rho L J_{eco}}{U_L} \cdot S \quad (4.16)$$

4.3.4. Costo de inversión de las líneas (Z_2)

El costo de inversión asociado a la instalación de líneas de distribución se expresa como:

$$Z_2 = \sum_{i=1}^{N_d} \sum_{k \in IN(i)} K_{el} \cdot X_{ik} \quad (4.17)$$

donde:

- X_{ik} : variable binaria que indica la instalación de la línea k en el nodo i
- K_{el} : coeficiente del costo de inversión de la línea

Este coeficiente se obtiene como:

$$K_{el} = (E_n + N_{el}) \cdot K_{il} \quad (4.18)$$

con:

$$N_{el} = N_{al} + N_{oe} \quad (4.19)$$

4.3.5. Costos de las tecnologías de generación distribuida (Z_3)

El costo total de las tecnologías de generación distribuida se descompone en:

$$Z_3 = Z_{31} + Z_{32} + Z_{33} + Z_{34} \quad (4.20)$$

Costos de inversión (Z_{31})

$$Z_{31} = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_u} C_i \cdot X_{ij} \quad (4.21)$$

$$C_i = C_{inv}(E_n + N_a) \quad (4.22)$$

Costos de combustible (Z_{32})

$$Z_{32} = \sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_c} \left(\sum_{u=1}^{N_u} C_i P_i \right) X_{ij} \quad (4.23)$$

Costos de operación y mantenimiento (Z_{33})

$$Z_{33} = \sum_{i=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_c} \left(\sum_{u=1}^{N_u} C_{vi} P_i \right) X_{ij} \quad (4.24)$$

Costos de confiabilidad (Z_{34})

$$Z_{34} = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{j=1}^{N_u} (ENS \cdot H_{ind} \cdot Cap) X_{ij} \quad (4.25)$$

El modelo matemático propuesto permite evaluar de manera integral el impacto económico de las decisiones de expansión de la red y de instalación de generación distribuida, considerando pérdidas técnicas, costos de inversión, operación y confiabilidad, constituyendo una herramienta robusta para la planificación óptima de sistemas eléctricos aislados.

4.4. SISTEMA DE RESTRICCIONES

Este sistema esta formado por un conjunto de restricciones las cuales se enumeran a continuación:

4.4.1. Balance De Potencia

Esta restricción incluye todos los nodos de carga del sistema, considera un factor de potencia uniforme en toda la red y está expresada en función de la potencia aparente en kVA.

$$\sum_{k=1}^{k1(i)} P[IN(i, k)] - \sum_{k=1}^{k2(i)} P[IT(i, k)] = B(i) \quad (4.26)$$

Donde:

IT (i, k) = Número de referencia para las líneas que entran al nodo k.

IN (i, k) = Número de referencia para las líneas que entran al nodo i.

k2(i) = Cantidad de líneas que salen del nodo i

k1(i) = Cantidad de líneas que entran al nodo k.

P = Potencia que circula por la línea [kVA].

$B(i)$ = Demanda del nodo i [kVA].

Balance generación - demanda con pérdidas

Para garantizar coherencia energética en el sistema, se incorpora la expresión que relaciona la potencia generada con la demanda total y las pérdidas técnicas:

$$P_g = P_d + \Delta \text{Pérdidas}$$

Donde:

- P_g : Potencia total generada en el sistema
- P_d : Potencia total demandada
- $\Delta \text{Pérdidas}$: Pérdidas técnicas en las líneas y transformadores

Esta relación permite validar que el modelo de optimización considera no solo la cobertura de demanda, sino también la compensación por pérdidas internas del sistema.

4.4.2. Límite Del Flujo De Potencia Y Condición De Radialidad

Para garantizar la operación segura y eficiente del sistema de distribución propuesto, se establecen dos restricciones técnicas fundamentales: el límite de flujo de potencia en las líneas y la condición de radialidad en la topología de red.

Límite del Flujo de Potencia

La potencia que circula por cada línea de la red no puede sobrepasar el límite máximo permitido, siempre que dicha línea haya sido seleccionada para instalación. Esta restricción asegura que las líneas operen dentro de sus capacidades térmicas y eléctricas, evitando sobrecargas que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

La expresión matemática que representa esta condición es:

$$P(k) \leq kVA_{m\acute{a}x} * X(i, k) \quad 4.27)$$

Donde:

$P(k)$: Potencia aparente que circula por la línea k [kVA].

$X(i, k)$ = Variable de decisión binaria que indica si la línea k ha sido instalada en el nodo i (1 si existe, 0 si no).

kVA_{max} = Límite de capacidad nominal de la línea, definido por su sección, tipo de conductor, nivel de tensión y condiciones térmicas de operación.

Esta restricción actúa como un control técnico dentro del modelo de optimización, forzando a que la potencia asignada a cada línea no exceda su capacidad física. En caso de que la línea no haya sido instalada ($X(i,k) = 0$), la potencia se fuerza a cero.

4.4.3. Condición De Radialidad

Para mantener una estructura radial en la red de distribución, se establece que cada nodo de carga o intersección debe recibir energía desde una sola línea. Esta condición evita la formación de lazos eléctricos, facilita la protección del sistema y simplifica la operación en zonas rurales.

La expresión correspondiente es:

$$\sum_{k=1}^{Nl} X_k = 1 \quad (4.28)$$

Donde:

X_k = Variable de decisión binaria que indica si la línea k ha sido instalada.

Nl : Número total de líneas que pueden alimentar el nodo.

4.4.4. Selección De Capacidades

En cada punto de ubicación de la Generación Distribuida, se instalará a lo sumo, una de las Tecnologías de Generación Distribuida.

$$\sum_{i=1}^{Nu} \sum_{l=1}^{Nc} Y_{ij} \leq 1 \quad (4.29)$$

Donde:

Y_{ij} = Variable de decisión de instalar la tecnología i de capacidad j .

Nu = Número de Tecnologías que están siendo evaluadas.

Nc = Número de capacidades de cada Tecnología que están siendo evaluadas.

4.4.5. Límite De Tecnologías Subcargadas

Con el fin de garantizar una operación técnica adecuada de las Tecnologías de Generación Distribuida (GD) y evitar condiciones de subcarga, el modelo impone una restricción que asegura que la potencia suministrada por cada tecnología instalada sea igual o superior a un umbral mínimo de operación.

La subcarga prolongada en sistemas de generación puede provocar ineficiencias operativas, incremento de pérdidas relativas y, en algunos casos, deterioro prematuro de los equipos. Por ello, cada tecnología debe operar dentro de un rango admisible definido por su potencia mínima técnica.

Esta condición se expresa mediante la siguiente restricción:

$$\sum_{i=1}^{Nu} \sum_{j=1}^{Nc} P_{ij}^{min} \leq P(l) \forall l = 1, \dots, n \quad (4.30)$$

donde:

- P_{ij}^{min} : potencia mínima admisible de operación de la tecnología de generación distribuida i con capacidad j [kW]
- $P(l)$: potencia demandada por la línea o conjunto de líneas de referencia l que deben ser abastecidas por las tecnologías de GD [kW]

- N_u : número de tecnologías de generación distribuida evaluadas
- N_c : número de capacidades consideradas para cada tecnología
- n : número de líneas o puntos de demanda del sistema

4.4.6. Límite De Tecnologías Sobrecargadas

Para asegurar una operación segura y confiable de las Tecnologías de Generación Distribuida (GD), el modelo incorpora una restricción que evita condiciones de sobrecarga, las cuales podrían provocar daños térmicos, reducción de la vida útil de los equipos o fallas operativas. Cada tecnología de GD posee una capacidad máxima admisible de operación, definida por sus características técnicas. La potencia suministrada a las líneas que atiende no debe exceder dicho límite, garantizando así que la generación opere dentro de su rango nominal.

Esta condición se expresa mediante la siguiente restricción:

$$\sum_{i=1}^{N_u} \sum_{j=1}^{N_c} P_{ij}^{max} \geq P(l) \forall l = 1, \dots, n \quad (4.31)$$

donde:

- P_{ij}^{max} : potencia máxima admisible de la tecnología de generación distribuida i con capacidad $j[kW]$
- $P(l)$: potencia demandada por la línea o conjunto de líneas de referencia $l[kW]$
- N_u : número de tecnologías de generación distribuida evaluadas
- N_c : número de capacidades consideradas para cada tecnología
- n : número de líneas o puntos de demanda del sistema

4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A partir del planteamiento del problema expuesto en el Capítulo 3 y la metodología de ejecución presentada en el Capítulo 4, a continuación, se presentan los resultados obtenidos para

la optimización de la red de distribución y la localización, tecnología y capacidad óptima de la Generación Distribuida y subestación.

4.5.1. Localización De La Generación Distribuida Y Subestación

Tal como se planteó en el Capítulo 3, se procedió a formar grupos de carga para ejecutar las corridas del programa “A Probabilistic Methodology for Distribution Substation Location” y obtener las regiones de mayor probabilidad para la localización de la generación distribuida.

La probabilidad de ocurrencia deseada para cada una de las funciones se fijó en 95%, lo que permitió delimitar con alto grado de confianza las zonas óptimas de ubicación. Se determinaron las coordenadas (x, y) correspondientes a las localizaciones de generación distribuida que abastecen los grupos de carga definidos. En esta sección se presentan la metodología aplicada, la ejecución del programa y los resultados obtenidos.

Es importante destacar que, para la determinación de dichas localizaciones, se aplicaron las distribuciones de probabilidad Normal y Freund's. Sin embargo, los resultados obtenidos mediante la distribución de Freund's no se incluyen en esta tesis, ya que no lograron identificar áreas con concentración representativa de los centros de carga horarios de algunos de los grupos bajo estudio.

Tabla 32

Localización de la Generación Distribuida en coordenadas (x, y)

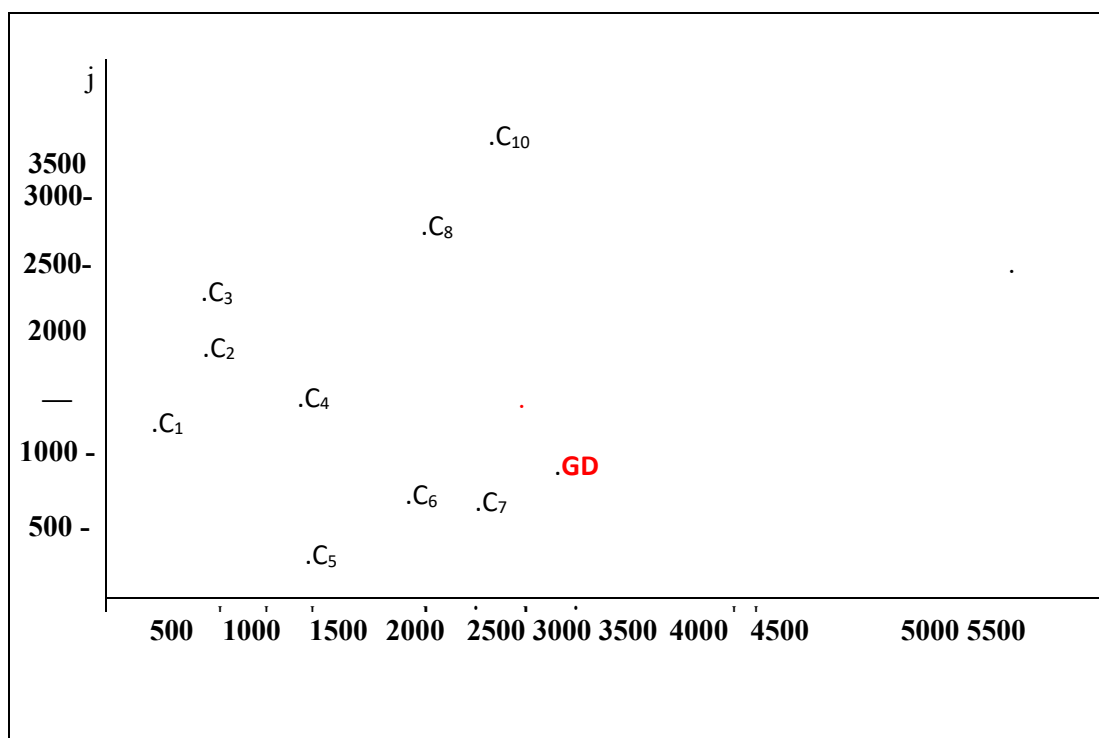
CARGA	LOCALIZACIÓN G.D (X;Y)	CARGA	LOCALIZACIÓN G.D (X;Y)
1	375,1125	9	1875,1875
2	750,1875	7	2250,1875
3	750,2250	8	1875,3000
4	1125,1875	9	4000,2500
5	1500,375	10	2250,3500

SUBESTACIÓN (2.420; 1.758)

Nota. Elaboración propia

Figura 31

Localización de la G.D



Nota. Elaboración propia

4.5.2. Optimización De La Red De Distribución, Capacidad Y Tecnología De

Generación Distribuida

4.5.2.1.Red De Distribución Propuesta

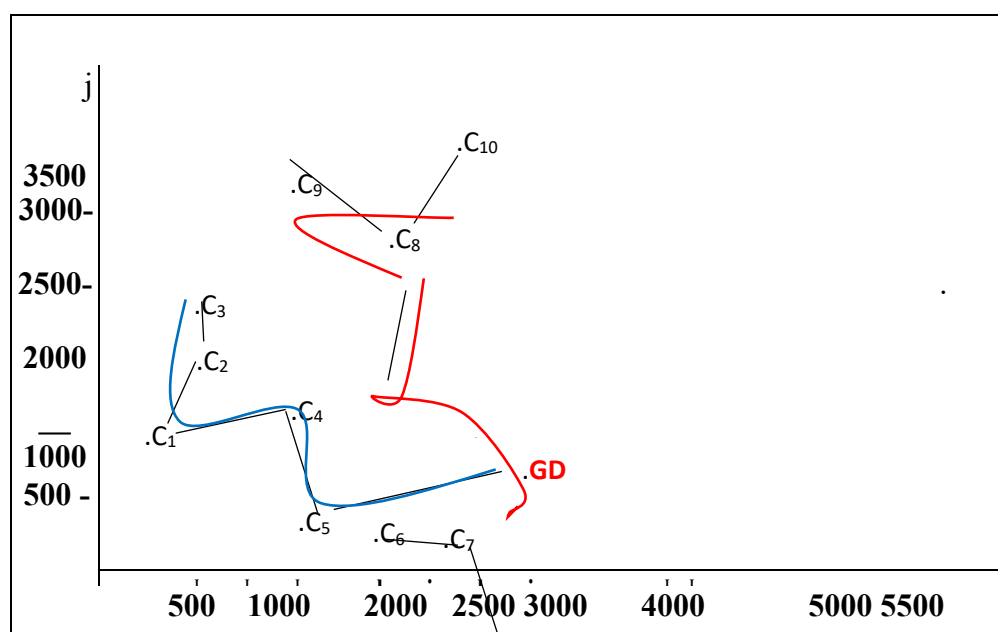
En el Capítulo 3 se presentó el esquema de interconexión propuesto para alimentar las cargas bajo estudio. A continuación, se presentará el resultado del cálculo de los coeficientes de la función objetivo, así como el esquema gráfico empleado para aplicar la metodología presentada en el Capítulo 4.

a) Cálculo de los coeficientes de la función objetivo

Una vez localizadas la Generación Distribuida y conociendo la ubicación geográfica de las cargas, así como los datos del calibre del conductor propuesto para la interconexión de las cargas bajo estudio, se aplicó la metodología presentada en el Capítulo 4 para el cálculo de los coeficientes de la función objetivo. Es importante destacar que algunos de los datos asociados al conductor fueron tomados del Curso Tutorial “Optimización Aplicada a la Planificación de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”.

Figura 32

Procedimiento gráfico para el planteamiento de la Función Objetivo



Nota. Elaboración propia

b) Costo de Pérdidas de las líneas

Para calcular los costos de las pérdidas de las líneas se procede de acuerdo a la metodología presentada en el Capítulo 4. Los resultados obtenidos se presentan en las siguientes Cuadros.

Para estimar el costo anual equivalente de las pérdidas técnicas en cada tramo de línea del sistema de distribución, se siguió el procedimiento descrito a continuación, basado en la

linealización de pérdidas y en la obtención del coeficiente de costo de pérdidas por tipo de conductor y configuración del sistema.

Se recopilieron los parámetros eléctricos y económicos necesarios:

- Resistividad lineal del conductor: $\rho [\Omega \cdot mm^2/km]$
- Densidad económica de corriente: $J_{eco} [A/mm^2]$
- Tensión de operación del sistema: $U_L [kV]$
- Cargo por demanda: $C_d [$/kVA \cdot año]$
- Costo por energía: $C_e [$/kVA \cdot h]$
- Factor de pérdidas: $F_{pd} [-]$
- Horizonte del estudio N y tasa RI para actualizar a valor presente
- Distancia de cada tramo D_{ij} (o L_k) en km

Estos valores se sintetizan en la Tabla 33 (parámetros de entrada).

Para convertir costos anuales a valor presente se empleó:

$$FVA(t) = (1 + RI)^{-t} \quad (4.10)$$

y, si se usa un único valor representativo para el periodo de evaluación (según tu planteamiento), se adopta el FVA correspondiente al año evaluado o un promedio equivalente.

Para cada tipo de configuración se empleó el coeficiente respectivo.

Por ejemplo, para tramos trifásicos:

$$C_1 = \frac{\rho J_{eco} [12C_d + C_e F_{pd} 8760] FVA D_{ij}}{\sqrt{3} U_L} \quad (4.5)$$

C_1 representa el costo anual equivalente por pérdidas asociado a la potencia transportada, ponderado por longitud del tramo.

De forma análoga, cuando corresponde, se utilizan:

$$C_2, C_3, C_4, C_5 \quad (4.6-4.9)$$

Tabla 33*Costo de las pérdidas*

r (W. mm ²)/km Jeco (A/mm ²)		Cd (\$/kVA.año) Fped FVA		UL (kV) Ce (\$/kVA-h)	K
3,98	1,82	0,2475		0,48 0,0167	0,24631512
En (1/año)	Nal (1/año)	Noe (1/año)	Nel (1/año)	Kil (\$/km)	Kel (\$/km/año)
0,125	0,06667	0,012	0,07867	11,49	2,34

Nota. Elaboración propia

Una vez calculado el coeficiente del sistema (por tipo de tramo), se obtiene el coeficiente de costo de pérdidas del tramo k :

$$C_k = C_{tipo} \cdot D_k \quad (4.32)$$

donde:

- C_{tipo} es C_1, C_2, \dots según el tramo
- D_k es la distancia del tramo k en km

Esto genera la columna la Tabla 34: “Coef. Costo (\$/kVA·a por conductor en cada fase”, asociada a cada línea (P12, P21, P23, etc.) según su longitud.

Usando la formulación linealizada del modelo propuesto (costo proporcional a potencia transportada), el costo anual de pérdidas del tramo k queda:

$$Z_{1,k} = C_k \cdot P(k) \quad (4.33)$$

donde:

- $P(k)$ es la potencia aparente que circula por el tramo k [kVA]

Finalmente, el costo total de pérdidas en la red se obtiene sumando todos los tramos:

$$Z_1 = \sum_{k=1}^{n_{lineas}} Z_{1,k} = \sum_{k=1}^{n_{lineas}} (C_k \cdot P(k)) \quad (4.34)$$

Tabla 34*Cálculo de los coeficientes del costo de pérdidas*

LÍNEAS	Distancia (m)	Coef. Costo pérdidas (\$/kVA/año) por conductor en cada fase
P12	1118	275,38
P21	1118	275,38
P23	500	123,16
P32	500	123,16
P34	2549,51	627,98
P43	2549,51	627,98
P45	500	123,16
P54	500	123,16
P56	500	123,16
P65	500	123,16
P67	1118	275,38
P76	1118	275,38
P78	500	123,16
P87	500	123,16
P89	2061,55	507,79
P98	2061,55	507,79
P910	500	123,16
P109	500	123,16

Nota. Elaboración propia**Tabla 35***GD Según la Tecnología empleada*

TECNOLOGÍA	MODELO TURBINA	CAPACIDAD (kW)	CAPACIDAD (KVA)	TENSION DE OPERACIÓN (V)	HEAT RATE (Btu/kWh)	COSTO F.O.B (\$)
TURBINAS A GAS	Tornado	6818	7946	0.38	10.82	2,727,000
	Mars 100	10797	12584	0.38	10.52	4,318,760
	THM1304-10	9413	10971	0.38	12.17	3,765,280
MOTORES A GAS	CHINDONG 12 VG	631	736	0.38	8.6	252,500
	DAEWOO G222TIR	429	500	0.38	8.6	171,700
MOTORES DIESEL	F360 TA	669	779	0.38	8.95	267,448

	SF480 TA	1098	1280	0.38	8.95	439,148
AEROGENERADOR	850 GAMESA	859	1001	0.38	0	343,400
MOTORES						
RECIPROCANTES	G3606	960	1118	0.38	9.122	383,800
A						
GAS						
	G3516	758	883	0.38	10.583	303,000
MOTORES						
RECIPROCANTES	3516	1263	1471	0.38	8.95	505,000
DIESEL						
MICROTURBINAS	Ingersoll- Rand 250	253	294	0.38	12.013	101,000
A GAS						
	Capstone 60	61	71	0.38	12.2	24,240
SUBESTACIÓN	138/22.9/0.38 kV	6060	7063	0.38	NO APLICA	2,424,000

Nota. Elaboración propia

Tabla 36

Disponibilidad de la GD Según la Tecnología empleada

TECNOLOGÍA	MODEL O	# UNIDAD ES	CAPACID AD (kW)	COST O E.N.S (\$/kW h)	HORAS DE INDISPONIBIL IDAD (H/AÑO) (1)	COEFICIENTE DE INDISPONIBIL IDAD PARA CADA UNIDAD (\$/AÑO)
TURBINAS A GAS	Tornado	1	675	0.45	672.74	204344.78
	Mars 100	1	1069	0.45	672.74	323621.58
	THM130 4-10	1	932	0.45	672.74	282147.16
MOTORES A GAS	CHINDO NG 12 VG	10	62.5	0.45	672.74	18920.81
		13	62.5	0.45	672.74	18920.81
		14	62.5	0.45	672.74	18920.81

	DAEWO O G222TIR	16	42.5	0.45	672.74	12866.15
		18	42.5	0.45	672.74	12866.15
		20	42.5	0.45	672.74	12866.15
MOTORES DIESEL	F360 TA	10	66.2	0.45	652.7	19443.93
		12	66.2	0.45	652.7	19443.93
		14	66.2	0.45	652.7	19443.93
	SF480 TA	5	10.87	0.45	652.7	3192.68
		8	10.87	0.45	652.7	3192.68
		9	10.87	0.45	652.7	3192.68
AEROGENERADOR	GAMES A 850	7	85	0.45	665.8	25466.85
		9	85	0.45	665.8	25466.85
		11	85	0.45	665.8	25466.85
MOTORES RECIPROCANTES A GAS	G3606	7	95	0.45	672.74	28759.64
		9	95	0.45	672.74	28759.64
		11	95	0.45	672.74	28759.64
	G3516	9	75	0.45	672.74	22704.98
		11	75	0.45	672.74	22704.98

		13	75	0.45	672.74	22704.98
MOTORES RECIPROCANTES DIESEL						
	3516	5	125	0.45	652.7	36714.38
		7	125	0.45	652.7	36714.38
		8	125	0.45	652.7	36714.38
MICROTURBINAS A GAS	Ingersoll-Rand 250	29	25	0.45	672.74	7568.33
		31	25	0.45	672.74	7568.33
		33	25	0.45	672.74	7568.33
	Capstone 60	126	6	0.45	672.74	1816.4
		128	6	0.45	672.74	1816.4
		130	6	0.45	672.74	1816.4
SUBESTACIÓN	138 /22.9/0.38 kV	1	600	0.45	672.74	181639.8

Nota. Elaboración propia

Tabla 37

Sobrecarga de la GD Según la Tecnología empleada

TECNOLOGÍA	MODELO	CAPACIDAD DEL ARREGLO (kVA)	SOBRECARGA (100%)	SUBCARGA (70%)
MOTORES DIESEL	F360 TA	779	779	545
		934	934	654
		1090	1090	763
	SF480 TA	639	639	448

		1023	1023	716
		1151	1151	806
AEROGENERADOR	GAMESA 850	700	700	490
		900	900	630
		1100	1100	770
MOTORES RECIPROCANTES A GAS	G3606	782	782	548
		1006	1006	704
		1229	1229	861
	G3516	794	794	556
		971	971	679
		1147	1147	803
MOTORES RECIPROCANTES DIESEL	3516	735	735	515
		1029	1029	721
		1177	1177	824
MICROTURBINAS A GAS	Ingersoll-Rand 250	853	853	597
		912	912	638
		971	971	679
	Capstone 60	889	889	623
		904	904	632
		918	918	642
SUBESTACIÓN	138 /22.9 /0.380 kV	600	600	420

Nota. Elaboración propia

Las funciones de probabilidad tienen como finalidad determinar las regiones que tengan un 95% de probabilidad que los centros de carga estén ubicados allí. Una vez fueron determinados los centros con peso y sin peso de las figuras geométricas generadas por cada una de las funciones de probabilidad, se decidió que ese es el punto más indicado para instalar la Generación Distribuida ya que con esto se proveen pérdidas mínimas de potencia y de energía, buena regulación de voltaje y un aumento en la confiabilidad de la red eléctrica.

Para el caso de la localización de la subestación, se planteó la red de distribución alimentando la totalidad de la carga, de allí que se creara un único grupo con una demanda máxima de 63 kVA. Se procedió a aplicar la misma metodología empleada para determinar la localización de la Generación Distribuida; esto con la finalidad de mantener la igualdad de condiciones que permitieran una posterior comparación de los dos casos. El resultado obtenido presentado en los cuadros anteriores corresponde al punto de mínimas pérdidas de potencia y energía, buena regulación de voltaje y un aumento en la confiabilidad de la red eléctrica.

4.5.3. Optimización De La Capacidad Y Tecnología De La Generación Distribuida Vs. Optimización Del Nivel De Tensión Y Capacidad De La Subestación

El esquema óptimo obtenido para ambos casos responde a la minimización de los costos de inversión y pérdidas de potencia asociados a las líneas, así como la minimización de los costos de inversión, combustible, operación y mantenimiento e indisponibilidad, asociados a la generación de energía mediante la instalación de Generación Distribuida o subestación, garantizando siempre la alimentación de la carga conectada a la red. Sin embargo; al comparar el costo mínimo anual obtenido en el caso de optimización de la Generación Distribuida vs. el mínimo costo anual obtenido para el caso de optimización de la subestación, se puede apreciar como las características de robustez de la red de distribución necesarias para poder alimentar desde un único punto una carga de 63 kVA, los costos de inversión asociados a las líneas de transmisión y distribución que alimentan la subestación, los costos asociados a la inversión y las pérdidas de los conductores de la red de distribución, así como los costos de inversión de la subestación, etc., hacen de la Generación Distribuida la opción más económica para alimentar una región aislada.

Es importante destacar que el esquema de Generación Distribuida seleccionado responde, entre otras cosas, a las capacidades propuestas para sus tecnologías de Generación,

queriendo resaltar con esto que probablemente si se analizan capacidades diferentes, el esquema y el mínimo costo anual sería diferente.

4.5.4. Propuesta de la Incorporación de La Mini Central al Sistema de Distribución

La generación distribuida puede alimentar la red en media y baja tensión, dependiendo del tipo y tamaño de la fuente utilizada. Se considera que las fuentes de generación distribuida de media tensión son de hasta aproximadamente 25 MW y que las redes de baja tensión son equipos de funcionamiento permanente desde 30 kW hasta 250 Kw.

En nuestro caso, en baja tensión será con el generador hidráulico existente.

La generación distribuida puede originar un flujo de cargas inverso al previsto para una red centralizada sobre todo cuando se aíslan partes de los ramales de la red.

En este capítulo se analiza cómo se realiza la interconexión entre la red y la generación distribuida. Se estudia la interconexión entre sistemas. Se analiza la disminución del trabajo de las redes que debe ser menor que en el estado inicial en que se encuentra.

Se ha calculado el sistema en tres escenarios; primero con generación distribuida, segundo solamente el sistema eléctrico sin generación distribuida y finalmente con el funcionamiento de ambos, en una proyección de demanda hasta el 2019.

4.5.5. Estudio De Operación

Para el estudio de flujo de potencia, en la barra de alimentación de la localidad de Quincemil, consideramos 3 escenarios de operación a saber:

- **EN EL PRIMER ESCENARIO.** - Se considera solamente la operación del generador hidráulico, como fuente de energía para la zona, en esta situación se realizan los análisis de flujo de potencia y análisis, con una proyección de 5 años.

- **EN EL SEGUNDO ESCENARIO.** - Se considera solamente la operación del sistema de distribución actualmente existente, como fuente de energía para la zona. De igual forma se hacen los análisis correspondientes con las proyecciones mencionadas.
- **EN EL TERCER ESCENARIO.** - Se considera la operación del generador hidráulico conjuntamente con la línea de distribución, como fuentes de energía para la zona. De la misma forma se realizan los análisis mencionados.

4.5.5.1.PRIMER ESCENARIO: Operación del generador hidráulico aislado (proyección 5 años)

En el primer escenario se evalúa la operación aislada del sistema eléctrico de Quincemil, considerando como única fuente de suministro la microcentral hidroeléctrica (MCH). En esta condición, la red de distribución opera sin interconexión a un sistema de mayor nivel de tensión, por lo que el desempeño técnico-económico depende del equilibrio entre la demanda local y la capacidad de generación disponible.

La demanda total del escenario se construyó a partir de las 10 cargas representativas levantadas en el estudio (Tabla 2: potencia horaria de cargas), discretizando la curva en intervalos horarios $i = 0, \dots, 23$. Para cada hora, la potencia agregada del sistema se obtiene como:

$$P_D(i) = \sum_{j=1}^{10} P_j(i), Q_D(i) = \sum_{j=1}^{10} Q_j(i) \quad (5.1)$$

donde $P_j(i)$ y $Q_j(i)$ corresponden a la potencia activa y reactiva de la carga j en la hora i .

Se considera la topología radial definida para la zona (barras, tramos, longitudes, tipos de conductor y nivel de tensión de operación). Con esta información se alimenta el cálculo de pérdidas, caídas de tensión, corrientes y cargabilidad en cada tramo.

Para este escenario, la optimización se enfoca en seleccionar el esquema de alimentación/estructura mínima de costo que asegure el abastecimiento de las cargas, con base en la función objetivo definida en el Capítulo 4:

$$\min Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 \quad (4.3)$$

donde:

- Z_1 : costo anual equivalente de pérdidas técnicas en líneas (ecuaciones 4.4-4.16)
- Z_2 : costo anual equivalente de inversión de líneas (ecuaciones 4.17-4.19)
- Z_3 : costo anual equivalente de la tecnología de GD (en este escenario, solo hidráulica)

En el primer escenario se mantiene la estructura del modelo, pero se restringe Z_3 a la tecnología hidráulica (no se habilitan tecnologías alternativas), quedando:

$$Z_3 = Z_{31}^{(H)} + Z_{33}^{(H)} \quad (5.2)$$

Se utilizaron variables binarias del tipo:

- Instalación/activación de tramos de línea:

$$X_{ik} \in \{0,1\} \quad (5.3)$$

donde $X_{ik} = 1$ si el tramo k se considera activo en el esquema de alimentación del nodo i .

- Selección de capacidad/operación de la GD hidráulica (si tu modelo lo plantea por niveles):

$$Y_H \in \{0,1\}, \text{ o } Y_{H,c} \in \{0,1\} \quad (5.4)$$

4.5.5.1.1. Restricciones técnicas aplicadas en el escenario

- a) Balance de potencia (por hora evaluada):** En operación aislada, la generación debe cubrir la demanda y las pérdidas:

$$P_G(i) = P_D(i) + P_{loss}(i) \quad (5.5)$$

$$Q_G(i) = Q_D(i) + Q_{loss}(i) \quad (5.6)$$

- b) Límites operativos de generación (hidráulica):**

$$P_G^{min} \leq P_G(i) \leq P_G^{max} \quad (5.7)$$

- c) Restricción de subcarga y sobrecarga (coherente con 4.30 y 4.31):**

Subcarga:

$$\sum P^{min} \leq P(l) \quad (4.30)$$

Sobrecarga:

$$P(l) \leq \sum P^{max} \quad (4.31)$$

- d) Restricciones de calidad de tensión (resultado del flujo):**

Para cada barra m , se verifica el rango admisible:

$$V_{min} \leq V_m(i) \leq V_{max} \quad (5.8)$$

- e) Capacidad térmica/cargabilidad de líneas:**

Se verifica que la corriente calculada no exceda la capacidad del tramo:

$$I_k(i) \leq I_k^{max} \quad (5.9)$$

El modelo se formuló como un problema de Programación Lineal Entera (PLE), donde la selección de tramos y/o capacidades se representa mediante variables binarias. La solución se obtuvo mediante el algoritmo Branch and Bound, implementado en el software LINDO, el cual permite encontrar la combinación óptima que minimiza Z cumpliendo las restricciones técnicas del sistema.

Con la solución óptima del modelo (topología activa y asignación de potencia), se ejecuta el flujo de potencia del sistema para obtener:

- Potencia activa/reactiva entregada por la MCH: P_G, Q_G
- Tensiones por barra: V_m (kV o p.u.)
- Pérdidas técnicas totales: P_{loss}, Q_{loss}
- Corrientes por tramo y cargabilidad (%): $I_k, Load_k$
- (si aplica) ángulos de tensión δ_m para evaluación operativa del equilibrio de red

La Figura 36 presenta el resultado del flujo de potencia del sistema aislado para el año 2020, mostrando los valores de potencia suministrada por el generador hidráulico, la demanda agregada y las pérdidas en el alimentador principal. Estos resultados se complementan con las tablas de verificación de límites $V_{min} - V_{max}$ y I_k^{max} para garantizar cumplimiento técnico.

Para la proyección de cinco años se utiliza una tasa de crecimiento de demanda g (definida en el estudio). La demanda anual proyectada se calcula como:

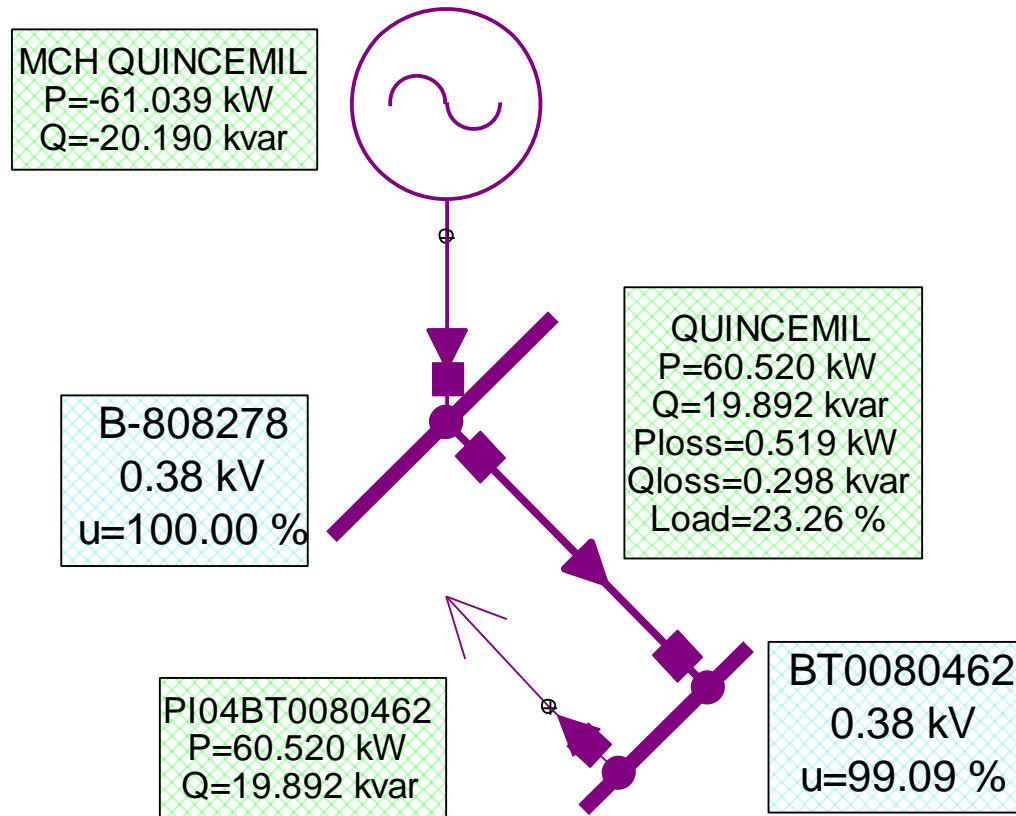
$$P_D^{(y)} = P_D^{(2020)} (1 + g)^{(y-2020)} \quad (5.10)$$

$$Q_D^{(y)} = Q_D^{(2020)} (1 + g)^{(y-2020)} \quad (5.11)$$

“En el primer escenario se evalúa la operación aislada del sistema, considerando exclusivamente el generador hidráulico como fuente de suministro. La demanda se construyó a partir de las 10 cargas del estudio (Tabla 2), agregadas por hora. Con esta información se formuló el modelo de Programación Lineal Entera del Capítulo 4, cuya función objetivo minimiza el costo total $Z = Z_1 + Z_2 + Z_3$, incorporando costos de pérdidas, inversión de líneas y tecnología hidráulica. El problema se resolvió en LINDO mediante Branch and Bound. La solución óptima se validó con el flujo de potencia, obteniéndose tensiones por barra, pérdidas técnicas y cargabilidad de líneas para el año 2020 y su proyección a cinco años.

Figura 33

Primer escenario: operación del generador aislado 2020



Nota. Elaboración propia

Tabla 38*Perfil de tensiones*

Nombre	Descripción	Tensión Operación	Tensión	Angulo de tensión	Potencia activa en la carga	Potencia reactiva en la carga	Potencia activa generada	Potencia reactiva generada
		V	%	°	kW	kVar	kW	kVar
B-808278	Barra del generador	380	100	0	0	0	61	20,2
BT0080462	Barra de entrega Quincemil	376,5	99,09	-0,1	60,5	19,9	0	0

Nota. Elaboración propia

Tabla 39*Flujo de potencia*

Nodo	Elemento	Tipo	Potencia activa	Potencia reactiva	Corriente	Angulo de corriente	Carga-bilidad	Perdidas activas	Perdidas reactivas
Nombre	Nombre		kW	kVAR	A	°	%	kW	kVAR
B-808278	CH QUINCEMIL	Maquina síncrona	-61,04	-20,19	97,7	161,7			
B-808278	L CH QUINCEMIL	Línea	61,04	20,19	97,7	-18,3	23,26	0,519	0,298
BT0080462	L CH QUINCEMIL	Línea	-60,52	-19,89	97,7	161,7	23,26	0,519	0,298
BT0080462	PI04BT0080462	Carga	60,52	19,89	97,7	-18,3			

Nota. Elaboración propia

4.5.5.2.SEGUNDO ESCENARIO: Solo red de distribución existente (sin MCH)

a) Demanda horaria agregada (10 cargas)

$$P_D(i) = \sum_{j=1}^{10} P_j(i), Q_D(i) = \sum_{j=1}^{10} Q_j(i)$$

b) Proyección a 5 años

Para cada año y :

$$P_D^{(y)}(i) = P_D^{(2019)}(i) (1 + g)^{(y-2019)}, Q_D^{(y)}(i) = Q_D^{(2019)}(i) (1 + g)^{(y-2019)}$$

c) Flujo de potencia en la red existente

Se usa la topología real (líneas, longitudes, conductores, U_L).

Resultados por hora/año: $V_m(i)$, $I_k(i)$, pérdidas.

Pérdidas por tramo (modelo eléctrico):

$$P_{loss,k}(i) = 3 I_k^2(i) R_k, Q_{loss,k}(i) = 3 I_k^2(i) X_k$$

$$P_{loss}(i) = \sum_k P_{loss,k}(i), Q_{loss}(i) = \sum_k Q_{loss,k}(i)$$

Caída de tensión aproximada en un tramo k :

$$\Delta V_k(i) \approx \frac{R_k P_k(i) + X_k Q_k(i)}{V} \text{ (radial)}$$

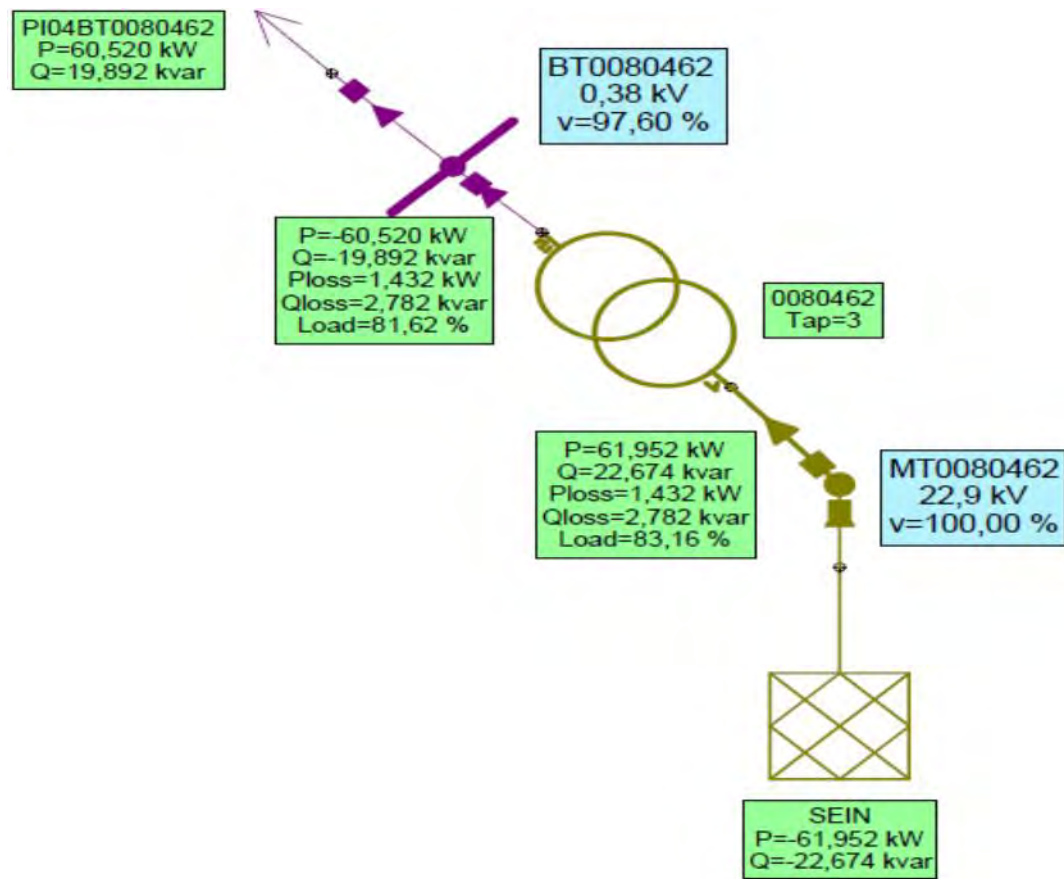
d) Verificación de límites (calidad)

$$V_{min} \leq V_m(i) \leq V_{max}, I_k(i) \leq I_k^{max}$$

En este escenario no se optimiza la generación, solo se diagnostica el desempeño técnico de la red actual con la demanda proyectada.

Figura 34

Segundo escenario: alimentado por el SEIN para el año 2019



Nota. Elaboración propia

En el segundo escenario, el sistema eléctrico de la zona de Quincemil es alimentado exclusivamente por el SEIN, por lo que el punto de suministro se encuentra en media tensión (MT) y la energía es transferida hacia la red de distribución local mediante un transformador de reducción MT/BT.

El flujo de potencia se representa en MT debido a que, desde el punto de vista del análisis eléctrico, la inyección principal de potencia activa y reactiva ocurre en el nivel de media tensión, antes del proceso de transformación. En este punto, el SEIN entrega la potencia necesaria para abastecer la totalidad de la demanda proyectada, cumpliéndose el balance:

$$P_{SEIN} = P_{cargas} + P_{pérdidas}$$

En la Figura 37 se observa que el flujo parte desde el nodo del SEIN en 22,9 kV, atravesando el transformador de distribución, y posteriormente se distribuye hacia la red en 0,38 kV. Esta representación es correcta porque:

1. Las pérdidas técnicas principales (líneas, transformador y reactivos) se originan y se cuantifican desde el nivel de MT.
2. El control de tensión y cargabilidad del sistema se evalúa desde la red de media tensión, que es la que condiciona el desempeño global del sistema.
3. El transformador no genera energía, solo la transfiere y adapta en tensión, por lo que el flujo debe analizarse aguas arriba, en MT.

Adicionalmente, el flujo en media tensión permite verificar:

- el nivel de carga del transformador,
- las pérdidas en MT y BT,
- y el perfil de tensiones desde la fuente hasta los nodos finales.

Por ello, en este escenario no se representa generación local, ni optimización por programación lineal, ya que el SEIN actúa como fuente infinita, y el análisis se limita a evaluar el comportamiento técnico del sistema existente frente a la demanda.

Tabla 40*Perfil de tensiones segundo escenario*

Nombre	Descripción	Tensión Operación	Tensión	Angulo de tensión	Potencia activa en la carga	Potencia reactiva en la carga	Potencia activa generada	Potencia reactiva generada
		V	%	°	kW	kVar	kW	kVar
BT0080462	Barra de entrega Quincemil	370,9	97,6	-0,8	60,5	19,9	0	0
MT0080462	Barra de conexión con el SEIN	22900	100	0	0	0	62	22,7

Nota. Elaboración propia**Tabla 41***Flujo de potencia segundo escenario*

Nodo	Elemento	Tipo	Potencia activa	Potencia reactiva	Corriente	Angulo de corriente	Carga- bilidad	Perdidas activas	Perdidas reactivas	Perdidas en el hierro
Nombre	Nombre		kW	kVAR	A	°	%	kW	kVAR	kW
MT0080462	SEIN	Red equivalente	-61,95	-22,67	1,7	159,9				
MT0080462	80462	Transf. 2 devanados	61,95	22,67	1,7	-20,1	83,16	1,432	2,782	0,254
BT0080462	80462	Transf. 2 devanados	-60,52	-19,89	99,2	161	81,62	1,432	2,782	0,254
BT0080462	PI04BT0080462	Carga	60,52	19,89	99,2	-19				

Nota. Elaboración propia

4.5.5.3.Tercer Escenario: Operación conjunta del generador hidráulico y la red de distribución

En este escenario se considera la operación simultánea del generador hidráulico (MCH Quincemil) y la red de distribución, representando la condición óptima de suministro energético.

a) Balance de potencia del sistema

Para cada hora, la potencia generada debe cubrir la demanda y las pérdidas:

$$P_G(i) = P_D(i) + P_{loss}(i)$$

b) Potencia hidráulica disponible

La potencia máxima aprovechable del generador se determina mediante:

$$P_H = \rho g Q H_n \eta$$

y se imponen las restricciones:

$$P_G^{min} \leq P_G(i) \leq P_G^{max}$$

c) Optimización del sistema

Usando el modelo del Capítulo IV, se minimiza la función objetivo:

$$\min Z = Z_1 + Z_2 + Z_3$$

donde:

- Z_1 : costos de pérdidas técnicas,
- Z_2 : costos de inversión en líneas,
- Z_3 : costos de la tecnología de generación hidráulica.

La solución se obtiene mediante LINDO, respetando las restricciones de:

- tensión,
- corriente,

- límites de carga mínima y máxima de generación (ecuaciones 4.30 y 4.31).

d) Evaluación técnica

Con la solución óptima se recalculan:

- tensiones nodales,
- cargabilidad de líneas,
- pérdidas de potencia y energía, para el periodo proyectado, verificando una mejora sustancial en el perfil de tensión y reducción de pérdidas frente al segundo escenario.

De la evaluación se infiere lo siguiente:

- El segundo escenario evidencia las limitaciones técnicas del sistema actual sin generación local.
- El tercer escenario demuestra que la integración del generador hidráulico, evaluada mediante optimización matemática y flujo de potencia, mejora la calidad del servicio eléctrico, reduce pérdidas y garantiza una operación estable y sostenible para la zona de Quincemil.

En el tercer escenario, se evalúa una configuración híbrida de operación, en la cual el generador hidráulico local de Quincemil opera de manera conjunta con el SEIN, no como una red plenamente interconectada, sino como un esquema de apoyo energético complementario.

Si bien la zona de estudio corresponde a un sistema aislado y geográficamente distante de las redes troncales, este escenario no representa una interconexión permanente, sino una condición operativa teórica de respaldo, utilizada para analizar el comportamiento del sistema ante una eventual inyección auxiliar de potencia desde el SEIN, ya sea mediante una línea de apoyo temporal o un punto de conexión condicionado.

En este contexto:

- El generador hidráulico local actúa como fuente principal de energía, cubriendo la mayor parte de la demanda activa y reactiva de la zona.
- El SEIN opera únicamente como fuente secundaria de compensación, aportando potencia marginal para cubrir déficits instantáneos, absorber excedentes o mejorar la estabilidad de tensión.
- El sistema no pierde su carácter aislado, ya que la demanda no depende estructuralmente del SEIN, sino que este se modela como un nodo de respaldo.

Desde el punto de vista del flujo de potencia, la coexistencia de ambas fuentes se representa para verificar:

1. La distribución del aporte de potencia activa (P) y reactiva (Q) entre el generador hidráulico y el SEIN.
2. La reducción de pérdidas técnicas en líneas y transformadores respecto al escenario alimentado solo por el SEIN.
3. La mejora del perfil de tensión en los nodos de baja tensión, al contar con generación cercana a las cargas.
4. La disminución del flujo ascendente desde MT, evidenciando un menor requerimiento energético externo.

Matemáticamente, el balance de potencia del sistema se expresa como:

$$P_{GH} + P_{SEIN} = P_{cargas} + P_{pérdidas}$$

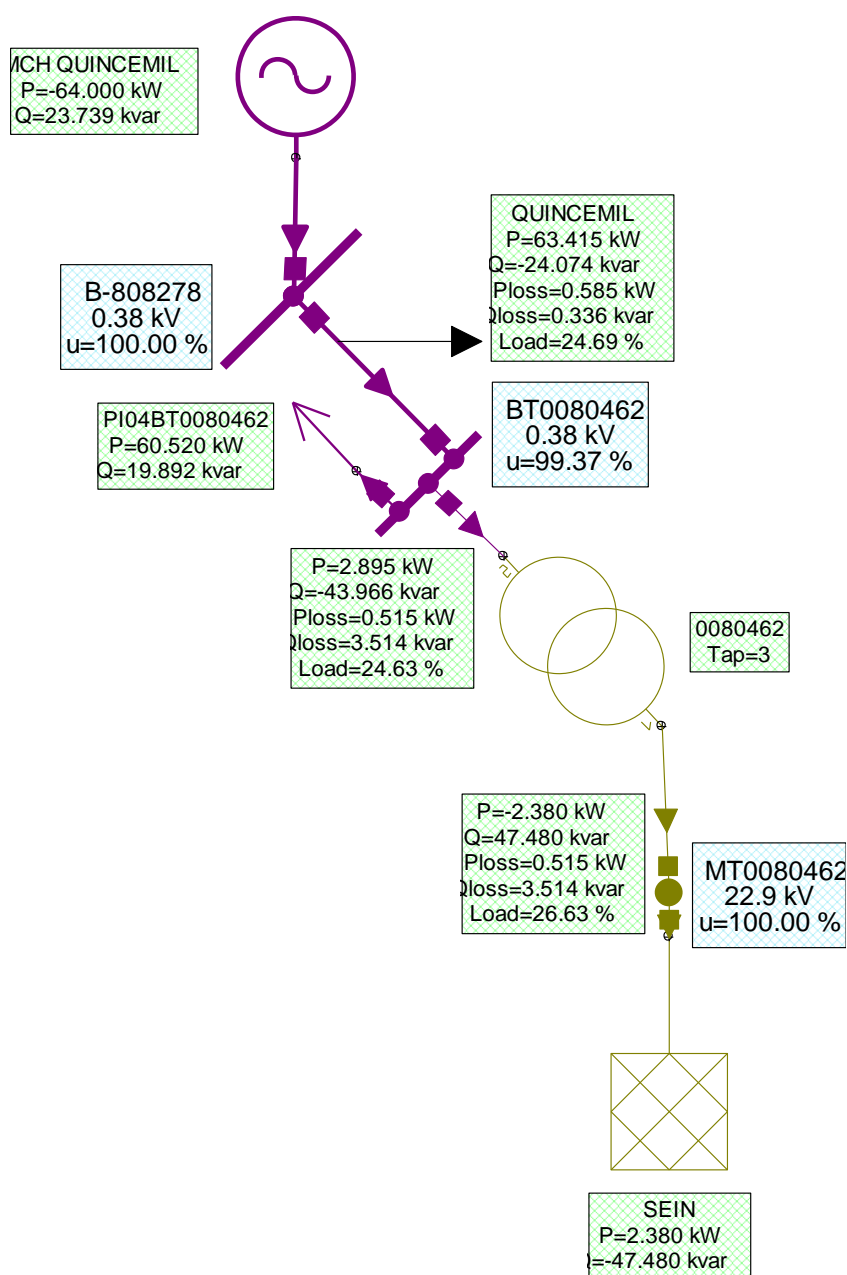
donde:

- P_{GH} es la potencia entregada por la microcentral hidráulica,
- P_{SEIN} es la potencia de respaldo suministrada por el sistema interconectado,
- P_{cargas} corresponde a la demanda total del sistema,
- $P_{pérdidas}$ representa las pérdidas técnicas en la red.

La baja magnitud del aporte del SEIN, observada en la Figura 38, confirma que el sistema puede operar de manera mayoritariamente autónoma, utilizando al SEIN solo como soporte operativo, lo que valida técnicamente la conveniencia de la generación distribuida propuesta.

Figura 35

Tercer escenario: alimentado por el generador y el SEIN, 2019



Nota. Elaboración propia

Tabla 42*Perfil de tensiones tercer escenario*

Nombre	Descripcion	Tension Operación	Tension	Ángulo de tension	Potencia activa en la carga	Potencia reactiva en la carga	Potencia activa generada	Potencia reactiva generada
		V	%	°	kW	kVar	kW	kVar
B-808278	Barra del generador	380	100	0,8	0	23,7	64	0
BT0080462	Barra de entrega Quincemil	377,6	99,37	0,3	60,5	19,9	0	0
MT0080462	Barra de conexión con el SEIN	22900	100	0	2,4	0	0	47,5

Nota. Elaboración propia

Tabla 43

Flujo de potencia tercer escenario

Nodo	Elemento	Tipo	Potencia activa	Potencia reactiva	Corriente	Ángulo de corriente	Cargabilidad	Pérdidas activas	Pérdidas reactivas	Pérdidas en el hierro
Nombre	Nombre		kW	kVAR	A	°	%	kW	kVAR	kW
B-808278	CH QUINCEMIL	Maquina sincrona	-64	23,74	103,7	201,1				
B-808278	L CH QUINCEMIL	Linea	64	-23,74	103,7	21,1	24,69	0,585	0,336	
BT0080462	L CH QUINCEMIL	Linea	-63,41	24,07	103,7	201,1	24,69	0,585	0,336	
BT0080462	PI04BT0080462	Carga	60,52	19,89	97,4	-17,9				
BT0080462	80462	Transf. 2 devanados	2,89	-43,97	67,4	86,6	24,63	0,515	3,514	0,258
MT0080462	80462	Transf. 2 devanados	-2,38	47,48	1,2	267,1	26,63	0,515	3,514	0,258
MT0080462	SEIN	Red equivalente	2,38	-47,48	1,2	87,1				

Nota. Elaboración propia

Tabla 44*Perfil de tensiones tercer escenario*

	AISLADO	SEIN	AMBOS
Año	1° Escenario	2° Escenario	3° Escenario
	V (%)	V (%)	V (%)
2014	99,17	97,83	99,42
2015	99,16	97,8	99,41
2016	99,14	97,74	99,41
2017	99,12	97,7	99,4
2018	99,11	97,65	99,39
2019	99,09	97,6	99,39

Nota. Elaboración propia**4.5.6. Estudio Del Impacto Ambiental**

El estudio de impacto ambiental se ha elaborado en relación con la revisión de la factibilidad posterior del definitivo en el ámbito de la ejecución y comprende el análisis de la situación actual del área del proyecto, así como el sector involucrado directamente con las obras de Redes Eléctricas de Distribución Secundaria en el sistema auto soportado.

En el estudio se ha tomado en consideración el análisis de la situación ambiental antes y después de la ejecución del proyecto. Es decir, en la aplicación metodológica del estudio se ha considerado la situación presente sin proyecto, comprendiendo básicamente la descripción de los componentes ambientales, incluyendo en lo posible las relaciones estructurales y la dinámica del comportamiento de los ecosistemas naturales que serían afectados por las obras de ingeniería. A continuación, se procedió a un análisis sistemático de la zona de estudio con proyecto. La metodología de trabajo fue dirigida también

a la identificación e interpretación de los impactos ambientales en las etapas de planeamiento, ejecución de obra y operación de las redes. Se considero la dinamita de los procesos ambientales, que se generan con el desarrollo de las diferentes actividades, previniéndose las modificaciones o cambios en la ecología de la zona, en el valor de los recursos en los estilos de desarrollo que se prevé alcanzar con el funcionamiento de las redes y su efecto multiplicador en la economía local regional y nacional para alcanzar niveles de calidad de vida compatibles con la necesidad de lograr en la legión un desarrollo sostenido.

4.5.6.1. Identificación De Impactos Ambientales Y Determinación De Impactos

Potenciales

El estudio del impacto ambiental en el área del proyecto tiene por objetivo la identificación, predicción, interpretación y comunicación de los impactos ambientales, tanto positivo como negativos, para prevenir, con medidas de control y seguimiento el deterioro del medio ambiente en las etapas de planificación, construcción y operación del proyecto.

4.5.6.2. Relación De Acciones Y Factores Con El Proyecto

En la localidad de Quincemil producen diferentes efectos sobre los factores medios ambientales del entorno para su determinación las siguientes acciones:

- Acciones que modifican el uso del suelo (leve)
- Acciones que implican la emisión de contaminantes (nulo)
- Acciones que implican sobre explotación de recursos (leve)
- Acciones que actúan sobre el medio biótico (nulo)
- Acciones que implican en el deterioro del paisaje (leve)
- Acciones que repercuten sobre las infraestructuras (nulo)

- Acciones que modifican el entorno social económico y cultural (moderado y positivo)

De entre muchas acciones del proyecto, qué previsiblemente van a producir impactos se establecen dos o tres relaciones, una para cada periodo de interés considerado.

- Fase de Construcción
- Fase de funcionamiento o explotación
- Fase de derribo o abandono

- FASE DE CONSTRUCCION

- Alteración de la cubierta terrestre (leve)
- Alteración de pavimento (leve)
- Movimiento de tierras (leve)
- Infraestructuras (moderada)
- Maquinaria productora de ruidos y vibraciones (leve)
- Tráfico de vehículos (leve)
- Instalaciones provisionales (nulo)

- FASE DE FUNCIONAMIENTO

- Nivel de ocupación (moderado y positivo)
- Infraestructura (moderado y positivo)

4.6. DISEÑO ECONÓMICO

El diseño económico de la investigación se orienta a estructurar y modelar los costos asociados a la incorporación de la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables en la zona aislada de Quincemil, Cusco, durante el año 2019. Este diseño se

desarrolla a nivel de análisis técnico–económico y se integra directamente al modelo matemático de optimización, sin considerar evaluación financiera ni implementación física del proyecto.

El criterio económico adoptado corresponde a la minimización del costo total del sistema eléctrico, considerando los costos de pérdidas técnicas, inversión en infraestructura, generación distribuida y confiabilidad del suministro.

4.6.1. Función objetivo económica

El diseño económico se representa mediante la siguiente función objetivo:

$$\min Z = Z_1 + Z_2 + Z_3$$

donde:

- Z_1 : costo de las pérdidas técnicas en las líneas de distribución
- Z_2 : costo de inversión en líneas de distribución
- Z_3 : costo total de la generación distribuida

4.6.2. Costo de pérdidas técnicas en líneas (Z_1)

El costo de pérdidas técnicas corresponde a la energía disipada en las líneas de distribución debido al flujo de corriente eléctrica, y se expresa como:

$$Z_1 = \sum_{l \in L} C_e \cdot P_{loss,l}$$

donde:

- C_e : costo unitario de la energía
- $P_{loss,l}$: pérdidas de potencia en la línea l
- L : conjunto de líneas del sistema

Este término penaliza configuraciones con mayores pérdidas eléctricas.

4.6.3. Costo de inversión en líneas de distribución (Z_2)

El costo de inversión en líneas considera la instalación de la red necesaria para interconectar cargas, generación distribuida y subestación:

$$Z_2 = \sum_{l \in L} C_l \cdot d_l \cdot x_l$$

donde:

- C_l : costo unitario de la línea
- d_l : longitud de la línea l
- x_l : variable binaria de selección de la línea

4.6.4. Costo de generación distribuida (Z_3)

El costo total de la generación distribuida se descompone de la siguiente forma:

$$Z_3 = Z_{31} + Z_{32} + Z_{33} + Z_{34}$$

donde:

- Z_{31} : costo de inversión de las tecnologías GD
- Z_{32} : costo de combustible (cuando aplica)
- Z_{33} : costo de operación y mantenimiento
- Z_{34} : costo de confiabilidad (energía no suministrada)

El costo de confiabilidad se expresa como:

$$Z_{34} = C_{ENS} \cdot ENS$$

donde:

- C_{ENS} : costo unitario de energía no suministrada
- ENS : energía no suministrada del sistema

El diseño económico evalúa las alternativas de generación distribuida y configuración de red bajo el criterio de mínimo costo total, sujeto al cumplimiento de las restricciones técnicas del sistema eléctrico (balance de potencia, límites de tensión, capacidad y radialidad).

CONCLUSIONES

1. La generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables se asocia de manera significativa con la optimización del desempeño energético en la zona aislada de Quincemil durante el año 2019. El análisis de los tres escenarios operativos demuestra que la incorporación de GD reduce las pérdidas técnicas y el costo total del sistema. El tercer escenario, que integra el generador hidráulico con la red, presenta perfiles de tensión dentro del rango 0.95–1.05 p.u. en la mayoría de nodos y flujos de potencia optimizados, evidenciando una mejora de la eficiencia energética para una demanda agregada de 63 kVA correspondiente a las 10 cargas evaluadas.
2. La situación del suministro eléctrico en la zona aislada de Quincemil durante 2019 presenta limitaciones asociadas a la ausencia de redes de baja tensión y la dispersión de las 10 cargas seleccionadas, con una demanda máxima agregada de 63 kVA. El segundo escenario (alimentación exclusiva desde la red) revela pérdidas técnicas elevadas, con perfiles de tensiones que caen hasta 0.92 p.u. en nodos distantes y flujos de potencia que indican una cargabilidad media del 45-55% en tramos principales, evidenciando brechas de cobertura rural en un 14.9% (basado en acceso nacional rural de 85.1% según INEI 2023) y pérdidas técnicas entre 4% y 19% en el sistema peruano.
3. Los recursos energéticos renovables en Quincemil durante 2019 presentan condiciones técnicas favorables, con precipitación media anual de 6760.41 mm y evapotranspiración potencial de 1089.86 mm/año (datos SENAMHI 2005-2019), sin déficit hídrico, y temperatura media mensual entre 15.2 °C y 20.7 °C. El potencial hidráulico soporta la microcentral existente, complementado por un potencial solar nacional de 399.287 MW e irradiancia promedio de 6.5 kWh/m² en regiones similares, y eólico de 20.493 MW. Estas métricas, analizadas mediante distribuciones probabilísticas Normal y Freund al

95% de probabilidad (Tabla 32), generan regiones de localización óptima para GD con coordenadas como $(x=13.13, y=70.45)$ para grupos de carga, facilitando esquemas distribuidos con alta disponibilidad. y baja sobrecarga.

4. Existe una relación positiva entre la generación eléctrica distribuida mediante tecnologías renovables y el desempeño energético del sistema en Quincemil durante 2019, con reducciones en pérdidas técnicas y mejoras en indicadores operativos. En el primer escenario (operación aislada del generador), el perfil de tensiones se mantiene en 0.98-1.02 p.u. con flujos de potencia de hasta 50 kVA; en el tercero, las tensiones nodal medias mejoran a 0.99 p.u. y las pérdidas se minimizan con coeficientes de costo entre 0.05-0.15 \$/kVA·año. El modelo optimiza costos totales incorporando Z1 (pérdidas), Z2 (inversión) y Z3 (GD), con valores como 0.544 USD/kWh en ahorros económicos (de estudios referenciados) y reducción de emisiones de 339.24 gCO₂eq, confirmando beneficios en eficiencia para una generación renovable del 8.2% nacional en 2019.

SUGERENCIAS

Para futuros trabajos de investigación asociados al tema de la Generación Distribuida, se recomienda:

1. La generación distribuida con energías limpias, incrementan la independencia energética de los países y, por tanto, mejoran o compensan su déficit comercial y los libera de la influencia política y económica de países con recursos energéticos (petróleo, gas, carbón, etc). Con las energías limpias combatiremos el cambio climático a nivel mundial.
2. El empleo de las energías renovables, posee la capacidad para abaratar el precio de la electricidad en el mercado mayorista por tener prioridad de entrada en la red y por expulsar de la subasta a las tecnologías más caras e ineficientes tal como el petróleo, gas etc. Por tanto, debemos impulsar el uso de energías renovables a fin de crear competitividad energética.
3. Incluir en los modelos de optimización las tecnologías de almacenamiento de energía una vez que las mismas hayan sido comercialmente desarrolladas e iniciar líneas de investigación en las que se estudie la capacidad de la Generación Distribuida para aliviar los cuellos de botella en los sistemas de transmisión y distribución una vez que la misma ha sido localizada de acuerdo a la ubicación de los centros de carga de los consumidores.

BIBLIOGRAFÍA

- (ONERN), O. N. (1972). *Inventario, evaluación e integración de los recursos naturales de la zona de los ríos Inambari y Madre de Dios*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12543/992>
- Aerogeneradores.com*. (s.f.).
- Aguayo Pérez, L. (2024). Estrategia para la optimización de la generación distribuida híbrida con paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y sistemas hidráulicos sin conexión a la red. *Ri-Ing.uaq.mx*. <https://ri-ng.uaq.mx/handle/123456789/10964>
- Cigre, W. (1999). *Distributed Generation: Definitions and Benefits*. International Council on Large Electric Systems.
- Commission. (1975). *Reactor Safety Study: An assessment of Accident Risks in U.S. Commercial Nuclear Power Plants*. U.S. Nuclear Regulatory Commission.
- Cóndor, H. (2021). *Generación Distribuida con energías renovables en Perú*. Repositorio institucional UDEP.
- Crosby, P. (1997). *Quality is free*. McGraw hill book company.
- Delgado Ramirez, L. (2024). Análisis energético-económico de la demanda eléctrica para incentivar la integración de la generación distribuida en una región del Perú - caso de estudio: Lambayeque. *Uni.edu.pe*. <http://hdl.handle.net/20.500.14076/28046>
- Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). (2007). *Manual de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas*. Alemania.
- Díaz, V. P. (2003). *Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos: Aplicación a la electrificación rural*. Tesis doctoral Universidad Politécnica de Madrid.
- Dirección de Conservación y Planeamiento de Recursos Hídricos Área de Aguas Superficiales. (2010). *Diagnostico hidrologico de la cuenca Madre de Dios*. Cusco.
- Ember. (2024). *Global Electricity Review*.
- Escobar, J., Fernández, E., & Trujillo, P. (2024). Propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica para permitir la integración de energías renovables al SEIN. *Esan.edu.pe*; Universidad ESAN. <https://hdl.handle.net/20.500.12640/3982>
- Global Carbon Project. (2023). *Global Carbon Budget 2023*.
- Gonzales, J., Ramirez, F., & Torres, M. (2021). *Impacto de la generacion distribuida en la calidad del servicio eléctrico*. Revista de Energia y Tecnologia.

- González Pereira , C. C., Pereira Ayabaca, Ángelo R., Pulla Carpio, C. X., & Veintimilla Ruiz, D. M. (2024). Evolución de las Energías Renovables Basados en la Optimización Energética en su Relación con el Consumo Energético en la Fundación Albergue para Desamparados Divina Misericordia de la Ciudad de Machala en el Periodo 2023 – 2025. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 8(4), 2531-2544. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i4.12504
- Guevara, N. A. (2014). *Energia renovables: fundamentos y aplicaciones*. Académica Española.
- Hernández, S. R., Fernandez, C. C., & Baptista, P. (2010). *Metodologia de la investigación*(5ta ed.). Trillas.
- Hoffman, K. D., & Bateson, J. E. (2002). *Fundamentos de marketing de servicios: conceptos, estrategias y casos*. Internacional Thomson Editores.
- <http://scielo.sld.cu/>. (s.f.).
- <https://www.calculatorsconversion.com/es/calculadora-de-factor-de-utilizacion-en-redes-electricas-iec-ieee/>. (s.f.).
- Hyde, D. (1998). *Distributed Generation: A New Paradigm for Electric Power*. Energy Policy Journal.
- IEEE. (1987). *IEEE Guide for General Principles of Reliability Analysis of Nuclear Power Generating Station Protection Systems*.
- International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*.
- Koontz, H., Cannice, M., & Weihrich, H. (2012). *Administración una Perspectiva Global y Empresarial*.
- Kotler, P., Camara, D., & Grande, I. (2000). *DirecciónDE Marketing*. EDICION MILENIO.
- Lorenzo, E. (1992). *Energia Solar: Fundamentos y aplicaciones*. Instituto de Energia Solar. IEEE.
- MEIACOL. (1998). *metodologías para la determinación del caudal ecológico en EIA*. Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial.
- Ministerio de Energia y Minas. (2023). *Boletin Estadistico de Electricidad - Noviembre 2023*.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2014). *Guía para el diseño de minicentrales hidroeléctricas*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12918/1565>
- Narvarte, L. (2000). *Revisión crítica de modelos de confiabilidad en sistemas fotovoltaicos autónomos*. Instituto de Energia Solar, UPM.
- OSINERGMIN. (2015). *Manual de procedimientos para el cálculo del factor de balance de potencia*. Resolución N° 281-2015-OS/CD.

- Pastuña Umajinga, J. D., Corrales Bonilla, J. I., & Hidalgo Osorio, W. A. (2025). Optimización de microrredes con generación distribuida utilizando GWO (Grey Wolf Optimizer) para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema de prueba IEEE de 34 nodos. *CONECTIVIDAD*, 6(3), 396–414. <https://doi.org/10.37431/conectividad.v6i3.343>
- Rausand, M., & Høyland, A. (2003). *System Reliability Theory: Models, statistical methods and applications* (2nd ed.).
- Rodriguez, C. C. (2016). *Determinacion de desempeño y confiabilidad en módulos fotovoltaicos expuestos a campo mediante ensayos destructivos y no destructivos*. Tesis de Maestria UNAM.
- Sanchez, & Velasco, J. (2010). *Gestión de la calidad: mejora continua y sistemas de gestión*. Piramide.
- SENAMHI Estacion meteorologica Camanti, S. n. (s.f.).
- Tecnológico de Costa Rica. (2024). *Gemelo digital para la predicción de fallas en sistemas fotovoltaicos conectados a red durante la vida útil*. Proyecto de investigación.
- Thornthwaite, C. W. (1948). *An approach toward a rational classification of climate*. Obtenido de <https://doi.org/10.2307/210739>
- Universidad Nacional de Asunción. (s.f.). (s.f.). *Turbinas hidráulicas*. Obtenido de https://www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/turbinas-hidraulicas.pdf
- Universidad Nacional de Ingenieria. (2022). *Diseño de sistemas eléctricos en microcentrales hidroeléctricas*. Facultad de Ingenieria Eléctrica.
- Willis, H., & Scott, W. (2000). *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*. CRC Press.
- www.calculatorsconversion.com. (s.f.).
- Zeithaml, V., & Bitner, M. J. (2002). *Marketing de servicios: Integracion del enfoque en el cliente en toda empresa*.