

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMATICA Y**

**MECANICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

---

**ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA COMO  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA ELÉCTRICO DE AMPARAES CALCA**

---

**Presentado por:**

Br. Peter Nilton Molina Tamayo

Br. Jorge Loayza Lizarazo

**Para optar al título profesional de:**

Ingeniero Electricista

**Asesor:**

M. Sc. Ing. Wilbert Julio Loaiza Cuba

CUSCO – PERÚ

2022

## INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, asesor del trabajo de investigación/tesis titulado: Análisis de la Interconexión de la Mini-central Hidroeléctrica como Generación Distribuida al sistema Eléctrico de Amparaes - Calca presentado por: Peter Nilton Molina Tamayo con Nro. DNI: 44301701 y Jorge Loayza Lizaraga con Nro. de DNI: 40024942, para optar al título profesional de: Ingeniero Electricista. Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 03 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del *Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC* y de la valuación de originalidad se tiene un porcentaje de 09%.

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 se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto la primera hoja del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 14 de Agosto de 2023

  
Firma  
Postfirma: Wilbert Julio Loayza Cuba  
Nro. de DNI: 23829491

DOI del Asesor: 0000 - 0003 - 3901 - 3178

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el sistema Antiplagio: 27259 : 251508447  
<https://unsaac.turnitin.com/viewer/submissions/oid:27259:251508447?locale=es-MX>

NOMBRE DEL TRABAJO

**ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE LA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA COMO  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA**

AUTOR

**JORGE LOAYZA**

RECUENTO DE PALABRAS

**16229 Words**

RECUENTO DE CARACTERES

**81646 Characters**

RECUENTO DE PÁGINAS

**94 Pages**

TAMAÑO DEL ARCHIVO

**2.8MB**

FECHA DE ENTREGA

**Aug 8, 2023 1:42 PM GMT-5**

FECHA DEL INFORME

**Aug 8, 2023 1:43 PM GMT-5****● 9% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 5% Base de datos de trabajos entregados
- 1% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

**● Excluir del Reporte de Similitud**

- Coincidencia baja (menos de 12 palabras)

## ÍNDICE

ÍNDICE .....	ii
ÍNDICE DE TABLAS .....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
CAPITULO I .....	1
1.1. Generalidades .....	1
1.2.  Ámbito Geográfico.....	1
1.3.  Descripción Geográfica.....	2
1.4.  El Problema.....	4
1.4.1.  Planteamiento del Problema .....	4
1.4.2.  Formulación del Problema.....	5
1.4.2.1.  Problema general. ....	5
1.4.2.2.  Problemas específicos.....	6
1.5.  Justificación del Estudio.....	6
1.6.  Alcances y Limitaciones de la Investigación .....	7
1.6.1.  Alcances.....	7
1.6.2.  Limitaciones.....	7
1.7.  Objetivos .....	7
1.7.1.  Objetivo General.....	7
1.7.2.  Objetivos Específicos.....	7
1.8.  Hipótesis.....	8
1.8.1.  Hipótesis General.....	8
1.8.2.  Hipótesis Específica.....	8
1.9.  Variables e Indicadores .....	8
1.10.  Metodología.....	9
1.10.1.  Tipo de Investigación.....	9
1.10.2.  Nivel de Investigación .....	10
1.10.3.  Diseño de la Investigación.....	10
1.11.  Técnicas de Recolección de Datos .....	10
1.12.  Matriz de Consistencia .....	11
CAPITULO II.....	13

MARCO TEORICO.....	13
2.1. Antecedentes .....	13
2.2. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) .....	14
2.3. Producción de Energía .....	17
2.4. Operación de las Centrales Generadoras.....	18
2.5. Marco Legal del Sistema de Generación.....	18
2.5.1. Requisitos de Conexión .....	19
2.5.2. Proceso de Gestión del Estudio de Pre – Operatividad (EPO) .....	20
2.5.3. Conexión de Instalaciones al SEIN.....	23
2.6. Energía Hidráulica.....	26
2.7. Central Hidroeléctrica .....	26
2.7.1. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas.....	26
2.7.1.1. Centrales hidroeléctricas de pasada. ....	27
2.7.1.2. Centrales hidroeléctricas con embalse de regulación. ....	27
2.7.1.3. De acuerdo a la potencia generada por la central. ....	27
2.8. Turbinas Hidráulicas .....	27
2.8.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas.....	28
2.9. Generadores.....	30
2.9.1. Máquina Síncrona .....	31
2.9.2. Características Constructivas .....	32
2.10. Regulación y Control.....	33
2.10.1. Elementos de Regulación y Control .....	33
2.11. Subsistema Eléctrico Auxiliar .....	34
2.12. Análisis de la Operación de un Sistema de Potencia.....	34
2.13. Flujo de Potencia .....	35
2.13.1. Método de Newton Raphson.....	38
3.1. Generalidades .....	40
3.2. Características Hidrología de la Cuenca de Amparaes .....	40
3.2.1. Cuenca del Rio .....	40
3.2.2. Forma de la Cuenca .....	40
3.2.3. Pendiente de la Cuenca .....	41

3.2.4.	Criterios Básicos, Para el Estudio de la Cuenca .....	41
3.3.	Caudal de la Cuenca de Amparaes .....	44
3.3.1.	Caudal Durante Época de Estiaje.....	44
3.3.1.1.	Procedimiento .....	45
3.3.2.	Caudal Durante Época de Avenidas .....	47
3.3.3.	Criterios de Selección y Consideraciones Técnicas.....	47
3.3.4.	Selección de la Turbina.....	48
3.3.5.	Potencia hidráulica.....	50
3.3.6.	Número Específico de Revoluciones .....	50
3.3.6.1.	Número Específico de Revoluciones de Potencia .....	51
3.4.	Turbinas Francis. ....	53
3.4.1.	Turbina Francis Normal o Media.....	53
3.4.2.	Diseño de las Principales Dimensiones de la Turbina Francis Normal .....	54
3.4.3.	Selección de la Turbina.....	60
3.5.	Selección del generador .....	61
3.5.1.	Selección Técnica de Generadores .....	61
3.5.2.	Las Principales Normas de fabricación y Pruebas del Generador Son: .....	61
3.5.3.	Parámetros para selección del generador síncrono. ....	61
3.5.4.	Modelamiento Eléctrico de un Generador Síncrono de Rotor Liso.....	64
3.6.	Sistema de Excitación del Generador.....	66
3.6.1.	Funciones del Sistema de Excitación.....	68
3.7.	Sistema de Regulación .....	68
3.7.1.	Regulador de Tensión .....	68
3.7.2.	Regulación de Velocidad .....	70
3.8.	Simulación del Generador Para una Carga de Prueba.....	73
CAPITULO IV.....		77
EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MINI CENTRAL DE AMPARAES.....		77
4.1.	Sistema de Transmisión de Pisac .....	77
4.2.	Sistema de Distribución de Pisac 04 .....	78
4.2.1.	Selección del Trazo.....	79
4.2.2.	Gestión de Servidumbre.....	80

4.3. Características del Equipamiento del Sistema de Distribución.....	80
4.3.1. Postes y Crucetas .....	80
4.3.2. Conductores .....	81
4.3.3. Aisladores .....	82
4.4. Transformador de Elevador de Tensión .....	83
4.5. Situación Actual del Alimentador de Pisac 04.....	83
4.6. Situación del Alimentador de Pisac 04 con Interconexión de la Mini Central de Amparaes.....	86
CONCLUSIONES .....	89
RECOMENDACIONES.....	90
BIBLIOGRAFIA .....	91
ANEXO.....	93

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> <i>Ubicación del Poblado de Amparaes</i> .....	2
<b>Tabla 2</b> <i>Matriz de consistencia de la investigación presentada</i> .....	11
<b>Tabla 3</b> <i>Comparación de la Potencia Instalada en el SEIN</i> .....	15
<b>Tabla 4</b> <i>Principales Características de las Turbinas Hidráulicas</i> .....	30
<b>Tabla 5</b> <i>Variables Conocidas y Desconocidas por Tipo de Barra</i> .....	38
<b>Tabla 6</b> <i>Datos Climáticos de la Localidad de Amparaes</i> .....	42
<b>Tabla 7</b> <i>Humedad en 24 Horas</i> .....	43
<b>Tabla 8</b> <i>Mediciones del Tiempo</i> .....	46
<b>Tabla 9</b> <i>Clasificación de la Turbina Hidráulica según L. Quantz</i> .....	49
<b>Tabla 10</b> <i>Numero de revoluciones y velocidad especifica de las turbinas Francis</i> .....	52
<b>Tabla 11</b> <i>Especificaciones de la turbina Francis seleccionada</i> .....	60
<b>Tabla 12</b> <i>Faja de Servidumbre de acuerdo al Nivel de Tensión</i> .....	80
<b>Tabla 13</b> <i>Características del Poste de C.A.C. de 15/400/210/435</i> .....	81
<b>Tabla 14</b> <i>Características del Conductor AAAC de 35 mm<sup>2</sup></i> .....	82
<b>Tabla 15</b> <i>Características de los Aisladores de Suspensión 52-3</i> .....	82
<b>Tabla 16</b> <i>Datos del transformador elevador de tensión</i> .....	83
<b>Tabla 17</b> <i>Resultados del Flujo de Potencia del Alimentador de Pisac 04</i> .....	86
<b>Tabla 18</b> <i>Resultados del Flujo de Potencia, del Alimentador de Pisac 04, con la Interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica de Amparaes</i> .....	87



## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> <i>Mapa de ubicación del distrito de lares</i> .....	3
<b>Figura 2</b> <i>Mapas de Ubicación de Cobertura del Sistema Eléctrico Lares Amparaes</i> .....	3
<b>Figura 3</b> <i>Sistema Interconectado Nacional – SEIN, Actualizado al 2019</i> .....	16
<b>Figura 4</b> <i>Producción de Energía Eléctrica del año 2019</i> .....	17
<b>Figura 5</b> <i>Comparación de la cobertura del tipo de generación en la máxima demanda coincidente</i> .....	18
<b>Figura 6</b> <i>Proceso de la Generación Eléctrica</i> .....	28
<b>Figura 7</b> <i>Generador Eléctrico</i> .....	31
<b>Figura 8</b> <i>Precipitación v/s Tiempo</i> .....	42
<b>Figura 9</b> <i>Temperatura Media v/s Tiempo</i> .....	43
<b>Figura 10</b> <i>Sección Transversal del Rio Amparaes</i> .....	45
<b>Figura 11</b> <i>Tipos de turbinas en función de la altura, caudal, potencia y velocidad</i> .....	48
<b>Figura 12</b> <i>Elección de Turbina en Función de la Velocidad Especificada</i> .....	49
<b>Figura 13</b> <i>Turbina Francis con Eje Horizontal</i> .....	54
<b>Figura 14</b> <i>Triangulo de Velocidades de una Turbina Francis Normal</i> .....	57
<b>Figura 15</b> <i>Circuito equivalente de un generador síncrono</i> .....	62
<b>Figura 16</b> <i>Diagrama fasorial de una maquina síncrona</i> .....	64
<b>Figura 17</b> <i>Esquema de un sistema de excitación moderna</i> .....	67
<b>Figura 18</b> <i>Bucle de regulación AVR del generador, sin escobillas</i> .....	70
<b>Figura 19</b> <i>Diagrama de Bloques de un Sistema de Regulación de Velocidades, por Control de Disparo de Agua</i> .....	72
<b>Figura 20</b> <i>Diagrama del regulador de velocidad</i> .....	73
<b>Figura 21</b> <i>Simulación del Generador</i> .....	74
<b>Figura 22</b> <i>Voltaje en terminales del generador</i> .....	74

<b>Figura 23</b> (a) Corriente en pu que se entrega a la carga RL; (b) Tensión Interna del Generador en pu; (c) Potencia Activa en terminales del Generador y en pu; (d) Torque Eléctrico en pu del Generador .....	75
<b>Figura 24</b> Voltaje en terminales de la carga de prueba .....	76
<b>Figura 25</b> Diagrama unifilar del sistema de transmisión de Pisac y Urubamba .....	78
<b>Figura 26</b> Sistema de Distribución en 22.9 kV de la Conexión de la Mini Central de Generación Eléctrica de Amparaes .....	79
<b>Figura 27</b> Sistema de distribución primario del alimentador de Pisac 04 .....	84
<b>Figura 28</b> Niveles de tensión en los nodos del alimentador de Pisac 04.....	85
<b>Figura 29</b> Niveles de Tensión en los Nodos del Alimentador de Pisac 04, con la Interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica .....	87

## RESUMEN

El Perú es una región con abundantes recursos hídricos, gracias a la geografía montañosa que posee, donde se forman pequeñas cuencas y estas a su vez forman las cuencas más grandes e importantes del país y del continente en las cuales están instaladas las grandes centrales hidroeléctricas. En estas pequeñas cuencas se podían instalar pequeñas generadoras de energía, de acuerdo a la disposición del recurso hídrico, e insertar al sistema eléctrico interconectado como generación distribuida y dar solución al déficit de energía eléctrica y las futuras demandas y contribuir con el desarrollo energías limpias que tanta falta hacen, con la finalidad de suplir la generación con recursos contaminantes que contribuyen al calentamiento global.

Ponemos a vuestra consideración y en cumplimiento a las normas establecidas para optar al título profesional de Ingeniero Electricista, el trabajo de tesis intitulado **“ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA COMO GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA ELÉCTRICO DE AMPARAES CALCA”** con el diseño de una Mini central, planteado para fines de estudio, el cual mejorara la operación del alimentador de Pisac 04, los cuales serán simulados en los software Matlab 2016 y el Neplan 5.55, utilizando los datos obtenidos en campo y los datos de dicho alimentador. En ese sentido, esperamos contribuir en la mejora de la operación del alimentador de Pisac 04 e incrementar el margen de inyección de potencia para futuros incrementos de demanda (estudios de planificación).

### **Palabras Claves**

Energías limpias, Generación distribuida., Pequeñas centrales hidroeléctricas y Energía eléctrica.

## INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo de tesis intitulado “ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA COMO GENERACIÓN DISTRIBUIDA AL SISTEMA ELÉCTRICO DE AMPARAES CALCA” es analizar el comportamiento del alimentador de Pisac 04, cuando se interconecta una mini central de generación eléctrica, para ello se calculará los parámetros necesarios de la turbina, generador, transformador elevador de tensión y la línea de distribución.

En el desarrollo de la tesis, se considera los siguientes capítulos:

Capítulo I. Se desarrollan los aspectos generales de una tesis, como: el planteamiento del problema, justificación, alcances, objetivos, hipótesis ámbito geográfico y otros aspectos.

Capítulo II. Se desarrolla el marco teórico, respecto a los conceptos básicos de: generación hidráulica, dimensionamiento, flujo de potencia, así como normas reguladoras.

Capítulo III. Se desarrolla el dimensionamiento de la Mini Central de Generación Hidráulica, como es el dimensionamiento de la turbina en función de las características del caudal del río, dimensionamiento del generador, su comportamiento del regulador, cuando se conecta una carga de prueba

Capítulo IV. Se evalúa la Interconexión de la Mini Central de Generación Hidráulica, al alimentador de Pisac 04, respecto a los niveles de tensión, pérdidas, considerando las características del transformador elevador de tensión y la línea de distribución primaria, necesaria para la interconexión.

## CAPITULO I

### ASPECTOS GENERALES

#### 1.1. Generalidades

La utilización de los recursos hídricos del centro poblado de Amparaes, correspondiente al distrito de Lares, provincia de Calca y departamento de Cusco, podrá traer grandes beneficios en la operación del alimentador de Pisac 04 (PI 04), si se implementa una mini central de generación eléctrica.

Esta misma, se planteó como una alternativa para atender la demanda eléctrica como sistema aislado para los poblados del distrito de Calca y Lares, el cual no se concretó, debido a que esta mini central no llegaría a cubrir toda la demanda requerida por el crecimiento poblacional, industrial y tecnológico. Posteriormente, se electrificó parte de las zonas rurales y urbano – rurales, para luego conectarlo a la barra de media tensión en 22.9 kV, del transformador PI-T21-621 de 7/7/2 MVA y  $60\pm 13 \times 1.0\%/22.9/10$  kV, creándose así, el alimentador de PI-04.

Asimismo, el crecimiento poblacional, y la extensión del alimentador, produjeron grandes y moderadas caídas de tensión y niveles de pérdidas en los sistemas de distribución, ocasionando una energía de mala calidad. Es por ello, que se debe buscar alternativas de solución, con el fin de mejorar la operación del sistema, como es el caso de la generación distribuida.

#### 1.2. Ámbito Geográfico

En el presente estudio se ha tomado como población (localidades urbanas y rurales) del sistema eléctrico que parte de la Subestación de Pisac a Lares-Amparaes, que suministra energía eléctrica a una población de 5753 habitantes en la actualidad.

La muestra para este trabajo es de investigación del tipo estadístico, conformada por el total de los alimentadores de media tensión que abastecen la demanda de la red del sistema eléctrico Amparaes.

### 1.3. Descripción Geográfica

El centro poblado de Amparaes, se encuentra a una altitud de 3136 m.s.n.m., con un fondo de valle aluvial, el cual está conformado por una zona urbano rural que se encuentra dividida por el río de Amparaes. La zona urbana ocupa el 31.25% de extensión (equivalente a 24.06 hectáreas).

Adicionalmente, cuenta con servicios de agua potable, desagüe y servicios de electricidad, siendo su principal actividad económica, la agricultura, destacando los cultivos de papa, maíz, olluco y habas, tanto para el autoconsumo, como para la comercialización de los mercados del distrito de Calca.

**Tabla 1**

*Ubicación del Poblado de Amparaes*

<b>Distrito</b>	Lares
<b>Provincia</b>	Calca
<b>Región</b>	Cusco
<b>Ubigeo</b>	80404
<b>Latitud Sur</b>	13° 3' 18.8" S (-13.05522328000)
<b>Longitud Oeste</b>	71° 56' 47.1" W (-71.94642589000)
<b>Altitud</b>	3136 msnm
<b>Huso horario</b>	UTC-5

## Figura 1

### Mapa de ubicación del distrito de lares

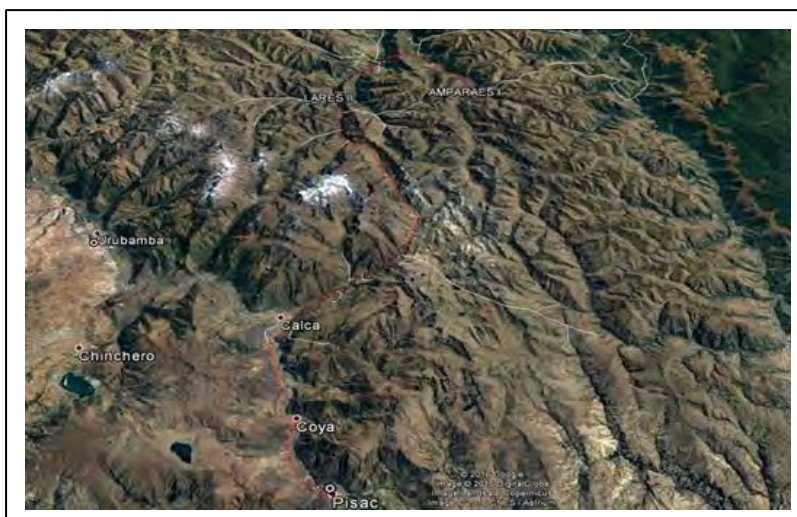


Fuente: Sistema geográfico de información

El alimentador de Pisac 04, donde se conectará la mini central de generación hidroeléctrica, abastece de energía eléctrica a los distritos de Pisac, Coya, Lamay, Lares y Calca, cuya longitud de sus redes en media tensión es de 283.853 Km, con 114 Subestaciones de Distribución.

## Figura 2

### Mapas de Ubicación de Cobertura del Sistema Eléctrico Lares Amparaes



Fuente: Google EARTH

## 1.4. El Problema

### 1.4.1. Planteamiento del Problema

El crecimiento industrial y la utilización de nuevas tecnologías, trae como consecuencia, grandes incrementos en el consumo de la energía eléctrica. Estos incrementos ocasionan diferentes dificultades en la operación, como:

- El incremento de las cargabilidades en los elementos de transmisión y distribución.
- Incremento de las pérdidas de potencia activa y reactiva.
- Transferencias de energía entre alimentadores (respecto a las redes de distribución primaria) debido a la falta de energía.
- Incremento de las caídas de tensiones, las cuales pueden encontrarse fuera de la Norma Técnica de Calidad de Servicio – NTCSE 020-97.
- Incremento de los costos de operación y mantenimiento debido a la mala calidad de energía.
- Inestabilidad de voltaje y menores márgenes de seguridad de seguridad de voltaje, etc.

Esto significa que se debe buscar alternativa que mejoren el funcionamiento del sistema y al mismo tiempo, seguir abastecer de energía eléctrica a nuevos usuarios, con el fin de preservar la continuidad del servicio.

Es por ello, que los sistemas eléctricos deben ser sensibles a mejoras y cambios que aumenten el nivel de confiabilidad, como es el caso de:

- Ampliar las capacidades de los elementos de transmisión y distribución.



- Utilización de nuevas tecnologías que disminuyan el nivel de pérdidas, como las tecnologías FACTS.
- Utilización de la generación distribuida, mediante el aprovechamiento de recursos renovables, etc.

En los últimos años, la utilización de la generación distribuida ha tomado gran envergadura, debido a los altos costos de la producción de energía por recursos fósiles. Esto se suma, el constante cambio climático, debido a la utilización de centros de generación convencional.

Son por estas razones, el incremento de la utilización de pequeñas centrales hidroeléctricas, que se conectan a los sistemas de distribución, los cuales crean una serie de beneficios, como la disminución del nivel de pérdidas, incremento de los márgenes de cargabilidad e incrementos en los niveles de tensión, ocasionando reducciones considerables en los costos de operación y mantenimiento.

El sistema de Pisac 04, presenta parte de estos problemas, a causa de las grandes distancias que presenta su sistema de distribución, sumado a ello, dicho alimentador tiene un periodo de funcionamiento aproximado de 25 años, el cual se encuentra muy próximo a cumplir su ciclo de vida, donde se continúa ampliando nuevas redes de distribución, siendo así, una alternativa de solución, la utilización de los recursos hídricos del distrito de Lares como centro de generación distribuida, con el fin de seguir abasteciendo la demanda local y regional.

#### ***1.4.2. Formulación del Problema***

##### **1.4.2.1. Problema general.**

¿Cómo mejorar la operación del alimentador de Pisac 04, mediante la interconexión de una mini central hidráulica, que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes?

#### **1.4.2.2. Problemas específicos.**

- a) ¿Cuáles serán los parámetros necesarios, para el dimensionamiento del generador síncrono que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes?
- b) ¿Cómo mejorar los niveles de tensión del alimentador de Pisac 04, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica?
- c) ¿Cómo reducir los niveles de pérdidas y mejorar las cargabilidades de los elementos de distribución, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica?

#### **1.5. Justificación del Estudio.**

El alimentador de Pisac 04, abastece de energía eléctrica a los distritos de Pisac, Lamay, Calca y Lares, con un nivel de tensión de 22.9 kV siendo la empresa concesionaria de Electro Sur Este, la encargada de la operación y del mantenimiento.

El crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en estos distritos, ha ocasionado la ampliación de las redes de distribución eléctrica, afectando de esta manera a la calidad de producto, saturación de las redes de distribución, incremento de las pérdidas por distribución de energía, teniendo muchas veces que hacer inversiones de reforzamiento y modificaciones de las redes, con el fin de preservar la continuidad del servicio eléctrico, cambio de transformadores, etc.

A pesar de esto, se sigue teniendo dificultades en la operación del alimentador de Pisac 04, por lo que se debe buscar alternativas de mejora, como es el caso de la utilización de la generación

distribuida, mediante la interconexión de una mini central de generación hidroeléctrica, debido a que se puede aprovechar los recursos hídricos (materia prima de generación) del río Amparaes, el cual traerá grandes beneficios y reducirá costos de operación y mantenimiento de dicho alimentador.

## **1.6. Alcances y Limitaciones de la Investigación**

### ***1.6.1. Alcances***

En el presente estudio, se realizará el dimensionamiento de las principales componentes de una mini central hidroeléctrica a partir de los datos obtenidos en campo, para luego analizar su interconexión con el alimentador de Pisac 04, respecto a sus niveles de tensión, pérdidas y cargabilidades para el año 2021

### ***1.6.2. Limitaciones***

El estudio, realizara el análisis del sistema de distribución primaria del alimentador de Pisac 04, en estado estacionario, sin considerar el análisis de protección, estabilidad, análisis transitorio ni dinámico del sistema.

## **1.7. Objetivos**

### ***1.7.1. Objetivo General***

Analizar la operación del alimentador de Pisac 04, cuando se interconecta una mini central hidráulica, que aprovecha los recursos hídricos del río Amparaes.

### ***1.7.2. Objetivos Específicos***

- a) Dimensionar los parámetros necesarios del generador síncrono, utilizado por la mini central hidroeléctrica, que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes.
- b) Mejorar los niveles de tensión del alimentador de Pisac 04, mediante la interconexión de una mini central hidroeléctrica.
- c) Reducir el nivel de pérdidas y mejorar las cargabilidades de los elementos de distribución, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica.

## **1.8. Hipótesis**

### ***1.8.1. Hipótesis General***

El utilizar los recursos hídricos del río Amparaes, para generar energía eléctrica, mejorara las condiciones de operación del alimentador de Pisac 04.

### ***1.8.2. Hipótesis Específica***

- a) El utilizar los recursos hídricos del río Amparaes, ayudara en el dimensionamiento del generador síncrono utilizado por la mini central hidroeléctrica.
- b) El interconectar una mini central hidroeléctrica, al alimentador de Pisac 04, mejorara los niveles de tensión del sistema de distribución primaria
- c) El interconectar una mini central hidroeléctrica, al alimentador de Pisac 04, reducirá el nivel de pérdidas y mejorará las cargabilidades de los elementos de distribución.

## **1.9. Variables e Indicadores**

- **Variables Dependientes:**

- Tensión en nodos

- Perdas de Potencia Activa
- Perdas de Potencia Reactiva
- Cargabilidades de los elementos de transmisión
- **Variables Independientes:**
  - Caudal (m<sup>3</sup>/s)
  - Demanda Eléctrica
- **Indicadores**
  - Voltaje (kV)
  - Densidad del agua (kg/m<sup>3</sup>)
  - Potencia Activa (kW)
  - Potencia Reactiva (kVAR)

## 1.10. Metodología

### 1.10.1. Tipo de Investigación

Es una investigación **cualitativa – aplicativa**, debido a que se busca mejorar la operación del alimentador de Pisac 04, mediante el dimensionamiento de una mini central hidráulica, que inyecte potencia al sistema de distribución de media tensión. Este análisis, se realizará con la ayuda de programas de simulación comerciales.

### ***1.10.2. Nivel de Investigación***

Tiene un nivel **descriptivo**, porque se hace un diagnóstico actual del alimentador de Pisac 04, además de identificar la problemática de la operatividad del sistema eléctrico, y su posible solución, mediante la interconexión de una mini central hidroeléctrica.

### ***1.10.3. Diseño de la Investigación***

Se considera de tipo experimental, debido a que se ha realizado simulaciones respecto comportamiento del sistema y se utilizan las especificaciones de los equipos, además de los datos reales del sistema, bajo dos escenarios que es con y sin generación distribuida de la mini central hidroeléctrica de Amparaes.

## **1.11. Técnicas de Recolección de Datos**

Para la obtención de los datos, se utilizó:

- La información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.
- La información brindada por el Senamhi y los registros del ANA.

Para el procesamiento de datos recolectados se han usado las herramientas informáticas que a continuación se listan:

- Software de Neplan 5.51
- Sistema de información Geo Referencial (GIS 10.3)
- Microsoft Office Excel 2010
- Matlab 2016.a

## 1.12. Matriz de Consistencia

**Tabla 2**

*Matriz de consistencia de la investigación presentada*

Problema	Objetivo	Hipótesis y variables	Metodología
<p><b>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b></p> <p><b>Problema General</b> ¿Cómo mejorar la operación del alimentador de Pisac 04, mediante la interconexión de una mini central hidráulica, que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes?</p> <p><b>Problemas Específicos</b></p> <p>a) ¿Cuáles serán los parámetros necesarios, para el dimensionamiento del generador síncrono que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes?</p> <p>b) ¿Cómo mejorar los niveles de tensión del alimentador de Pisac 04, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica?</p> <p>c) ¿Cómo reducir los niveles de pérdidas y mejorar las cargabilidades de los elementos de distribución, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica?</p> <p><b>JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA</b> El crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en los distritos de calca, ha ocasionado la ampliación de las redes</p>	<p><b>OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION</b></p> <p><b>Objetivo General</b> Analizar la operación del alimentador de Pisac 04, cuando se interconecta una mini central hidráulica, que aprovecha los recursos hídricos del río Amparaes.</p> <p><b>Objetivo Especifico</b></p> <p>a) Dimensionar los parámetros necesarios del generador síncrono, utilizado por la mini central hidroeléctrica, que aproveche los recursos hídricos del río Amparaes.</p> <p>b) Mejorar los niveles de tensión del alimentador de Pisac 04, mediante la interconexión de una mini central hidroeléctrica.</p> <p>c) Reducir el nivel de pérdidas y mejorar las cargabilidades de los elementos de distribución, por medio de la interconexión de una mini central hidroeléctrica.</p>	<p><b>HIPOTESIS</b></p> <p><b>Hipótesis General</b> El utilizar los recursos hídricos del río Amparaes, para generar energía eléctrica, mejorara las condiciones de operación del alimentador de Pisac 04.</p> <p><b>Hipótesis Especifico</b></p> <p>a) El utilizar los recursos hídricos del río Amparaes, ayudara en el dimensionamiento del generador síncrono utilizado por la mini central hidroeléctrica.</p> <p>b) El interconectar una mini central hidroeléctrica, al alimentador de Pisac 04, mejorara los niveles de tensión del sistema de distribución primaria</p> <p>c) El interconectar una mini central hidroeléctrica, al alimentador de Pisac 04, reducirá el nivel de pérdidas y mejorará las</p>	<p><b>Tipo de investigación</b> Cualitativa – Aplicativa</p> <p><b>Nivel de investigación</b> Descriptiva</p> <p><b>Diseño de investigación</b> Se considera de tipo experimental, debido a que se ha realizado simulaciones respecto comportamiento del sistema y se utilizan las especificaciones de los equipos, además de los datos reales del sistema, bajo dos escenarios que es con y sin generación distribuida de la mini central hidroeléctrica de Amparaes.</p> <p><b>Técnicas Recolección de Datos</b> Para la obtención de los datos, se utilizó:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ La información brindada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A.</li> <li>➤ La información brindada por el Senamhi y los registros del ANA.</li> </ul>

de distribución eléctrica, afectando de esta manera a la calidad de producto, saturación de las redes de distribución, incremento de las pérdidas por distribución de energía, teniendo muchas veces que hacer inversiones de reforzamiento y modificaciones de las redes, con el fin de preservar la continuidad del servicio eléctrico, cambio de transformadores, etc.

A pesar de esto, se sigue teniendo dificultades en la operación del alimentador de Pisac 04, por lo que se debe buscar alternativas de mejora, como es el caso de la utilización de la generación distribuida, mediante la interconexión de una mini central de generación hidroeléctrica, debido a que se puede aprovechar los recursos hídricos (materia prima de generación) del río Amparaes, el cual traerá grandes beneficios y reducirá costos de operación y mantenimiento de dicho alimentador.

cargabilidades de los elementos de distribución.

**VARIABLES  
INDICADORES**

**Variables Dependientes:**

- Tensión en nodos
- Perdidas de Potencia Activa
- Perdidas de Potencia Reactiva
- Cargabilidades

**Variables Independientes:**

- Caudal (m<sup>3</sup>/s)
- Demanda Eléctrica

**Indicadores**

- Voltaje (kV)
- Densidad del agua (kg/m<sup>3</sup>)
- Potencia Activa (kW)
- Potencia Reactiva (kVAR)

Para el procesamiento de datos recolectados se han usado las herramientas informáticas que a continuación se listan:

- Software de Neplan 5.51
- Sistema de información Geo Referencial (GIS 10.3)
- Microsoft Office Excel 2010
- Matlab 2016.a



## CAPITULO II

### MARCO TEORICO

#### 2.1. Antecedentes

Oviedo Ojeda (2015) “Interconexión de la Central Hidroeléctrica de Lanqui II, al Sistema Eléctrico de Interconectado Nacional – SEIN”. En esta investigación, se realiza un Diagnóstico de la Operación del, respecto al Sistema Sur – Este del SEIN, para luego evaluar los efectos de la interconexión de la central Hidroeléctrica de Langui II, correspondiente a los niveles de tensión y las cargabilidades del sistema. Asimismo, se realiza el análisis de estabilidad y de protección, donde se determinó que, tras una falla monofásicas, el tiempo de despeje debe ser de 100 a 200 ms, y si la falla ocurre a distancias alejadas de la subestación, el tiempo de despeje debe ser de 1 segundo, dando a conocer, que la maquina es muy resistente ante cambios dinámicos de gran perturbación, además que el sistema recura su estabilidad dentro de 3 segundos.

Cruzado Diaz (2013) “Proyecto de Evaluación Económico y Tecnico, para la Construcción de una Micro Central Hidroeléctrica de 42 KW, Utilizando el Efecto de Osmosis en la Desembocadura del Rio Rímac”. En esta investigación se aprovecha la presión osmótica (PRO), que se produce al momento de hacer un contacto entre una membrana semipermeable y un espacio confinado. Asimismo, se realiza un estudio de la hidrografía, la geología, además de los aspectos sociales y económico de la zona bajo estudio, donde se desea realizar la construcción de una micro central hidroeléctrica, siendo aspectos necesarios para el cálculo, diseño y selección de las diferentes facilidades y equipos principales que conformaran la micro central.

Chanchaya Cortez & Chero Valencia (2014) “Estudio y Diseño del Nivel Preliminar de una Pequeña Central en el Distrito de Comas, Provincia de la Concepción, correspondiente al

Departamento de Junín”. En este trabajo, se tiene como objetivo el desarrollo a nivel de proyecto de una pequeña central Hidroeléctrica en el distrito de Comas. Se tomó en consideración la demanda eléctrica de dicho distrito más la demanda del recurso hídrico, para realizar el dimensionamiento del sistema Hidráulico. Por último, se realizó un análisis económico, donde se evalúan los diferentes escenarios, con la finalidad de garantizar la viabilidad del proyecto.

Aldoma Peña & Massagues Vidal (2010)“Diseño de una Central de Biomasa de 1 MW Ampliable a 2 MW”. Se tiene por objetivo, el dimensionamiento de una planta de producción de energía eléctrica, mediante un proceso de combustión por biomasa forestal, usando como materia prima, astillas de madera. Adicionalmente, se analiza el cumplimiento y su regulación de producción de energía eléctrica en régimen permanente, incluyendo una descripción de la ampliación de la potencia de 1 MW a 2 MW, con una justificación viable respecto a sus ventajas operativas y económicas, en comparación a las empresas de generación por combustión.

Valencia Quintero (2008) “Generación Distribuida: Democratización de la Energía Eléctrica; Criterio Libre”. La generación distribuida, es una tecnología que ha reducido considerablemente el valor de inversión inicial, y la infraestructura necesaria, para la entrega de la energía eléctrica, siendo entre sus principales ventajas la reducción de las pérdidas, por transporte de energía, se incrementa la eficiencia por su alta confiabilidad, optimizando los recursos y reduciendo la contaminación ambiental. Es por ello, la utilización de este tipo de sistema, el cual hace posible el transporte de energía a bajo costo.

## **2.2. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)**

Se encuentra compuesto por un conjunto de sistemas, que se encargan de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica (Grainger & Stevenson, 1996).

La generación de energía eléctrica, es un proceso de conversión, donde se transforma diferentes tipos de energía (hidráulica, eólica, por combustión de fósiles, nuclear, solar; geotérmica, etc.), en energía eléctrica.

El transporte de la energía, se realiza a grandes distancias, gracias a los transformadores de potencia y a la transmisión de corriente alterna, el cual reduce el nivel de pérdidas; mientras que la distribución de la energía se realiza en media tensión y en baja tensión.

En la actualidad, el SEIN es abastecido por un parque de generación, conformada por centrales hidráulicas, centrales térmicas y en menor escala, por centrales eólicas, solares (centrales de Recursos Energéticos Renovables – RER).

Asimismo, para el año 2019, se tiene un incremento de la potencia instalada del 1.6% respecto al año 2018.

**Tabla 3**

*Comparación de la Potencia Instalada en el SEIN*

POTENCIA INSTALADA (MW)	2019	2018	VARIACIÓN (%)
<b>HIDROELÉCTRICA</b>	5,163.1	4,995.1	3.4%
<b>TERMOELÉCTRICA</b>	7,431.7	7,396.0	0.5%
<b>EÓLICA</b>	375.5	375.5	0.0%
<b>SOLAR</b>	285.0	285.0	0.0%
<b>TOTAL</b>	<b>13,255.3</b>	<b>13,051.6</b>	<b>1.6%</b>

En la Figura 03, se muestra el SEIN, el cual se encuentra conformado por áreas operativas, que dependen del ámbito geográfico y las características de las redes. Puede, entonces resumirse por las áreas: Norte, Centro y Sur, las cuales se interconectan, con el fin de mantener el balance de potencias (toda la potencia generada pueda satisfacer la demanda más la cantidad de pérdidas que se producen en todos los elementos de transmisión).

Figura 3

Sistema Interconectado Nacional – SEIN, Actualizado al 2019

Fuente: COES - <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>

### 2.3. Producción de Energía

Durante el año 2019, la producción de energía por parte de las centrales hidroeléctricas, ascendió a 30.168.43 GWh, el cual representa un 2.76% mayor a la producción de energía registrada el año 2018.

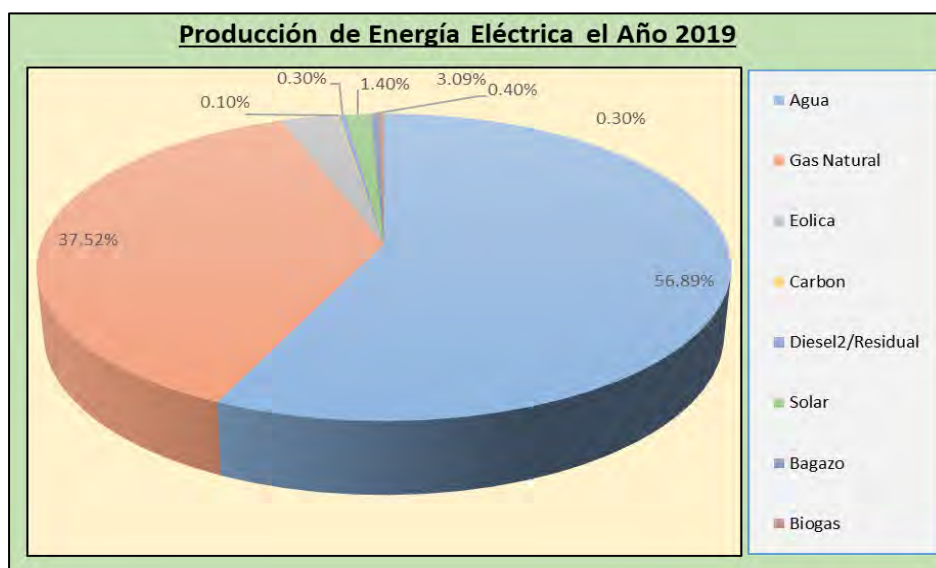
Respecto a la producción de energía registrada por las centrales térmicas, a diciembre fue de 20,312.83 GWh (5.69% mayor al del 2018)

El aporte de energía por parte del gas de Camisea fue del 35.78%, siendo la participación de los yacimientos provenientes de Aguaytia y Malacas de 1.78%, mientras que la producción de energía por diésel, carbón, residual, biogás y el bagazo, obtuvieron una participación del 0.21%, 0.09%, 0.07% y el 0.35 %.

Para el mismo año, las centrales eólicas y solares, produjeron 2,407.89 GWh, con una participación total del 4.55% respectivamente (Grainger & Stevenson, 1996).

#### Figura 4

*Producción de Energía Eléctrica del año 2019*



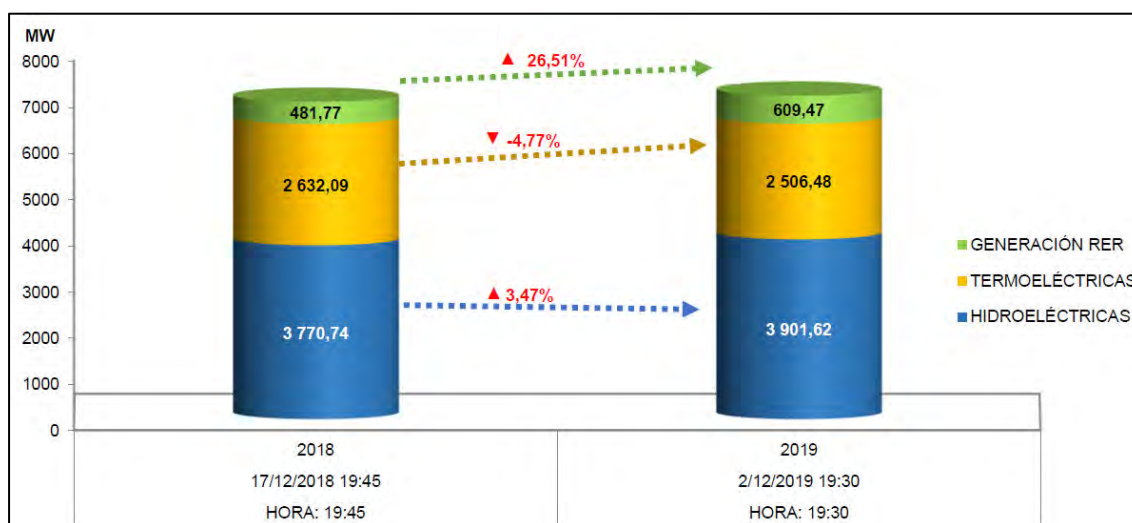
Fuente: Informe Anual 2019 – COES

## 2.4. Operación de las Centrales Generadoras

Comparando la cobertura de la máxima demanda, por tipo de generación, sin considerar la importación proveniente del Ecuador, en el mes de diciembre del 2019, fue de 7 017,571 MW, teniendo una variación del 1.932% respecto al mes de diciembre del 2018. También existe un incremento considerable del 26.51% de la producción de energía por generación de energía Renovables – RER.

### Figura 5

*Comparación de la cobertura del tipo de generación en la máxima demanda coincidente*



Fuente: Boletín diciembre 2019 – COES

## 2.5. Marco Legal del Sistema de Generación

En mayo del 2008, se publicó el Decreto Legislativo 1002, donde se fomenta la inversión, para la producción de energía eléctrica por energía renovables. En esta normativa el artículo 2, nombra a los recursos energéticos renovables RER, a la biomasa, solar, geotérmica, eólica, mareomotriz y las pequeñas centrales hidroeléctricas que tengan una capacidad igual o menor a los 20 MW de potencia.

Respecto a su normatividad, se basa en función de la Ley de promoción de inversiones en el Perú, con el empleo de energía renovables.

- DL 1002 y el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.
- El Decreto Supremo 050-2008-EM donde se promociona la inversión por la utilización de los recursos energéticos, de manera que se diversifique la matriz energética en el Perú.

Asimismo, para este trabajo se consideró el procedimiento PR – 020 del COES, respecto al Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN, aprobado por Resolución N° 035-2013-OS/CD

En este procedimiento, se logra establecer las condiciones, requisitos y pasos requeridos para la conexión, modificación y retiro de equipos, sistemas y redes al SEIN.

También se establece la puesta en servicio y retiro de las unidades de generación eléctrica, al igual que la conexión de los sistemas de transmisión, de acuerdo a lo estipulado en la operación del sistema interconectado – COES SINAC

### ***2.5.1. Requisitos de Conexión***

- Para la interconexión de cualquier sistema al SEIN, se debe realizar los estudios de Pre Operatividad y Operatividad, con la finalidad de resguardar la seguridad del sistema, al igual que la confiabilidad y estabilidad del SEIN. Adicionalmente el COES, podrá pedir estudios adicionales o determinar limitaciones que alteren la operación del SEIN.
- Cada una de los requisitos al igual que sus limitaciones, están relacionados con el punto de conexión al sistema interconectado SEIN

- Los responsables de los proyectos, se encuentran en la obligación de seguir el conjunto de procedimientos, al igual que las limitaciones que se contemplan en el COES.

### ***2.5.2. Proceso de Gestión del Estudio de Pre – Operatividad (EPO)***

Es de carácter obligatorio para la conexión y modificación de nuevas instalaciones e instalaciones existentes.

El estudio de Pre Operatividad EPO, también regula el conjunto de procedimiento que se debe seguir para proyectos de repotenciación, conversión y reconstrucción de instalaciones existentes (COES SINAC, 2013).

1. En el estudio de Pre Operatividad EPO, el encargado del proyecto, presentara por medio de una carta al COES, la siguiente información:
  - Punto de Conexión.
  - El Diagrama unifilar del sistema impreso y en archivo magnético.
  - Plano de Ubicación geográfica.
  - Zona de influencia donde se realizará el Proyecto.
2. En un plazo máximo de 5 días hábiles, la empresa COES dará una respuesta a la carta emitida por el proyectista
3. El responsable del Proyecto entregara su Estudio de Pre Operatividad teniendo en cuenta, el proceso de gestión.



4. Los Estudios de Pre Operatividad, se desarrollarán siempre y cuando, se tenga el certificado de conformidad vigente o que se encuentre registrado dentro del Plan Nacional de Transmisión, tanto para instalaciones existentes, en ejecución o en proyecto.
5. En todo Estudio de Pre Operatividad, se entregará un volumen impreso y una versión en archivo magnético, donde todos los planos y cálculos deberán estar ajustados, de acuerdo a las especificaciones de los formatos.
6. En caso de que falte algún requisito exigido, el COES emitirá un comunicado al encargado del proyecto dentro de los 3 días hábiles de presentado el estudio, teniendo como plazo máximo de subsanación 3 días hábiles desde la entrega del comunicado. En caso de no ser presentado el levantamiento de observaciones, la solicitud será considerado como no presentado.
7. Dentro de los 20 días hábiles, de presentado el Estudio de Pre Operatividad, el COES emitirá un pronunciamiento.

Según la complejidad del proyecto, el COES podrá incrementar 10 días hábiles para su pronunciamiento, el cual será comunicado al encargado del proyecto antes del vencimiento de plazo.

8. Una vez recibido la versión completa del Estudio de Pre Operatividad, el COES entregara una copia digital a terceros involucrados (dentro de los siguientes 5 días hábiles), con el fin de su revisión y entrega de sus observaciones, dentro de los siguientes 10 días hábiles.
9. El COES, dentro de los cinco (05) días hábiles de haber recibido la versión completa del EPO, enviará una copia digital de éste a los Terceros Involucrados, con el fin de que emitan sus observaciones en un plazo de diez (10) días hábiles.

Según la complejidad del proyecto y con el sustento debido, los terceros involucrados pueden pedir una ampliación de plazo, con un máximo de 5 días adicionales.

10. Respecto al Punto de Diseño, los terceros involucrados deben manifestarse sobre el estudio, además de confirmar el espacio físico existente, considerado dentro del Estudio de Pre Operatividad. En caso del no pronunciamiento por parte de los Terceros Involucrados, se considerará que el estudio no cuenta con observaciones.
11. Luego de revisado el Estudio de Pre Operatividad y las observaciones por parte de los Terceros Involucrados, el COES informara al Titular del proyecto sobre las observaciones hechas, los cuales deben ser subsanadas, además de informar sobre las limitaciones que se tiene en el punto de diseño.
12. En caso de que el COES no encuentre observaciones dentro del Estudio de Pre Operatividad, emitirá su certificado de conformidad. Adicionalmente se entregará una copia del Estudio al OSINERGMIN y al encargado del proyecto (en la misma fecha)
13. En caso de que el COES emita observaciones, el Titular del proyecto deberá levantar dichas observaciones dentro de los 180 días calendarios. Si el responsable del proyecto no levantara las observaciones dentro del plazo establecido, el Estudio de Pre Operatividad será rechazado, el cual será comunicado al día siguiente del vencimiento de plazo, esto significa que el encargado del Proyecto iniciara nuevamente el proceso.
14. Una vez levantada las observaciones, el COES tiene un plazo de 20 días hábiles para su revisión y pronunciamiento. En caso de que todas las observaciones fueran levantadas, el COES emitirá su Certificado de Conformidad, dentro de los 20 días hábiles establecidos.

Este certificado, reconoce y acepta el punto de diseño y/o conexión, al igual que las nuevas instalaciones planteadas en el Estudio de Pre Operatividad, por parte del Titular del Proyecto.

15. En caso de hallar nuevas observaciones o de mantenerse las observaciones emitidas en la primera etapa, el COES aplicara los plazos estipulados en su proceso.
16. En caso de mantenerse las observaciones, el COES puede pronunciarse solamente hasta en 4 ocasiones, luego procederá a rechazar el Estudio de Pre Operatividad y el responsable del proyecto iniciará nuevamente el proceso.
17. Para realizar las coordinaciones correspondientes, en el proceso de revisión del Estudio de Pre Operatividad, tanto el COES y el encargado del proyecto, pueden utilizar diferentes medios de comunicación, como es el caso del correo electrónico.

En caso de la entrega de las observaciones por parte del COES y el levantamiento de las mismas por parte del encargado del proyecto, deberán ser realizadas por medio de una carta.

18. Una vez de entregado el Certificado de Conformidad del Estudio de Pre Operatividad, el encargado del proyecto realizara el estudio de ingeniería de detalle, tomando en consideración el espacio previsto para el Punto de Conexión, de acuerdo a lo pactado con los Terceros Involucrados.

### ***2.5.3. Conexión de Instalaciones al SEIN***

1. El responsable del proyecto, podrá solicitar al COES las pruebas correspondientes para la puesta de servicio, cuando se apruebe la conexión del sistema al SEIN. Para ello, se deberá solicitar al COES 20 días hábiles antes de la puesta de servicio, la ejecución de dicho servicio.

También puede solicitar la operación comercial de las unidades de generación ante el COES, siempre y cuando sea suscrita por su representante legal.

2. El responsable del proyecto de una central de generación, que desee vender la energía eléctrica al SEIN, en la etapa de pruebas de puesta en servicio y que a posterior pretenda la Operación Comercial, tendrá que contar con la condición de integrante registrado en el COES, por lo que tendrá que cumplir con los requisitos y obligaciones que se encuentran establecidas dentro del Procedimiento de Registro de Integrantes del COES.
3. Antes de la realización de las pruebas para la puesta en servicio, el responsable del proyecto tendrá que efectuar las pruebas en Blanco de todas sus instalaciones, además de enviar una carta al COES, donde mostrará los resultados favorables de las pruebas hechas, en la condición de declaración jurada. Esta misma carta debe ser emitida al OSINERGMIN.
4. Respecto al COES, deberá emitir un pronunciamiento de la solicitud hecha, para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio, con un plazo máximo de 3 días hábiles. Si luego de la revisión se encuentran observaciones, el COES deberá comunicar al responsable del proyecto las observaciones, teniendo como plazo 5 días hábiles para levantarlas.
5. En caso de ser aprobada la solicitud, el responsable del proyecto coordinará la programación de las pruebas de puesta en servicio, en todos los programas de operación, de acuerdo a los que se encuentra establecido en el Procedimiento Técnico N° 01, 02 y 12. Además el responsable del proyecto deberá informar al OSINERGMIN, las pruebas de puesta en servicio, mediante la presentación de una carta, en las fechas programadas.

6. Terminada todas las acciones precedentes, se procederá a ejecutar las pruebas de puesta en servicio. En el caso de las empresas de generación, deberán seguir el Procedimiento Técnico N° 19.
7. Una vez terminadas las pruebas de puesta en servicio, el responsable del proyecto informara al COES los resultados de las pruebas. Además, deberá adjuntar una copia de los protocolos en medio magnético. Asimismo, el responsable deberá emitir una copia de las pruebas al OSINERGMIN, donde, si las pruebas son favorables, se deberá considerar que las instalaciones han quedado conectadas al SEIN. También el COES podrá mantener las instalaciones bajo la etapa de pruebas por un tiempo no mayor de 30 días calendarios. En tal sentido, el COES podrá emitir una comunicación en uno u otro sentido, en plazo no mayor de 2 días hábiles siguientes de la recepción de la información
8. Una central de generación que no pida la Operación Comercial al COES, será considerado como una central que se encuentra conectada al SEIN, después que sus pruebas de puesta en servicio se hayan realizado. Luego, el responsable del proyecto deberá emitir una carta al COES, adjuntando un archivo magnético de las pruebas realizadas a las instalaciones y con una copia al OSINERGMIN.
9. Las unidades de generación serán consideradas como “Unidad o Central de pruebas de puesta en servicio” siempre y cuando presente una solicitud de operación comercial y que el COES acepte el inicio de la operación comercial

Todo este procedimiento, podrá aplicarse a aquellas instalaciones que se conecten al sistema SEIN por primera vez, el cual, se rige por:

- La “Ley de Concesiones Eléctricas”, aprobada mediante decreto N° 25844

- El “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”, aprobado mediante DL N° 1002
- La “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.
- El “Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”, aprobado mediante el DS N° 012-2011.
- La “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, el cual se encuentra aprobado por DS N° 020-97, incluyendo sus modificaciones.

## **2.6. Energía Hidráulica**

Se obtiene de la utilización de las energías cinéticas y potencias que se producen en las corrientes de agua, saltos de agua o de las mareas. Esta forma de energía se transforma a energía eléctrica, cuya tecnología existe desde hace siglos, donde se incluye pequeñas represas, que aprovechan las corrientes de los ríos, y que mueven una rueda hecha de palas, que generan un movimiento que son aprovechadas por las centrales hidroeléctricas, molinos, etc.

## **2.7. Central Hidroeléctrica**

Se aprovecha la energía potencial de los ríos, lagos y lagunas, para luego transformarlo en energía cinética, que es aprovechado por el eje del generador, y producir energía eléctrica en terminales del generador.

### **2.7.1. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas**

Se clasifican por diferentes criterios, como es el caso de la obtención del recurso hídrico, como:

### **2.7.1.1. Centrales hidroeléctricas de pasada.**

Se aprovecha el caudal del río, considerando insignificante el tiempo de llenado de su propio embalse, debido a las contribuciones hidráulicas de otros ríos. Se les llama también, centrales de agua fluyente.

### **2.7.1.2. Centrales hidroeléctricas con embalse de regulación.**

Se realiza un almacenamiento apreciable de agua, para ser aprovechado por la central hidroeléctrica, de manera que se optimiza la generación de energía. Estos embalses, ayudan a la regulación del caudal, tanto mensual y anual.

### **2.7.1.3. De acuerdo a la potencia generada por la central.**

Podemos tener:

- a. Grandes Centrales hidroeléctricas, generan potencias superiores a los 50MW.
- b. Medianas Centrales hidroeléctricas, generan potencias inferiores a 50 MW hasta los 5 MW.
- c. Pequeñas centrales, pueden generar potencias desde 1MW hasta los 5MW.
- d. Minicentrales, generan potencias desde 100kW hasta 1MW.
- e. Microcentrales, generan potencias desde 10kW hasta 100kW.
- f. Picocentrales, generan potencias inferiores a 10kW.

## **2.8. Turbinas Hidráulicas**

Es aquella que utiliza la energía cinética y potencia, producida por las corrientes y embalses de agua, para luego transformarla en un movimiento rotacional que es aprovechada por el eje de un generador síncrono, produciéndose de esta manera la energía eléctrica.

**Figura 6**

*Proceso de la Generación Eléctrica*



### **2.8.1. Clasificación de las Turbinas Hidráulicas**

Se clasifican por:

#### **Según la variación de la presión estática a través del rodete**

Son turbinas de acción o impulso, cuando la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete, mientras que las turbinas de reacción, cuando la presión estática disminuye entre la entrada y de la salida del rodete

La dirección del flujo de agua a través del rodete de la Turbina

- Turbina de flujo tangencial
- Turbina de flujo radial
- Turbina de flujo semi-axial
- Turbina de flujo axial

#### **Tipos de turbinas hidráulicas**

Como se señaló anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden calificar en dos grandes grupos: turbina de acción y turbina de reacción.



Además, se tienen que considerar aquellas turbinas modernas, que también se encuentran comprendidas dentro de las turbinas de acción y de reacción, que actualmente utilizan las centrales hidráulicas.

#### **Turbina de acción.**

- Turbina Pelton de uno o más inyectores
- Turbina Turbo
- Turbina Michell Banki

#### **Turbina de reacción.**

- Bomba roto dinámica el cual puede operar como turbina.
- Turbina Francis, donde se debe considerar sus variantes
- Turbina Kaplan y también la turbina de tipo Hélice.
- Turbina axial en sus variantes: Turbina de tipo tubular, bulbo y también el generador periférico.

La Tabla 04, se muestran las principales características de las turbinas:

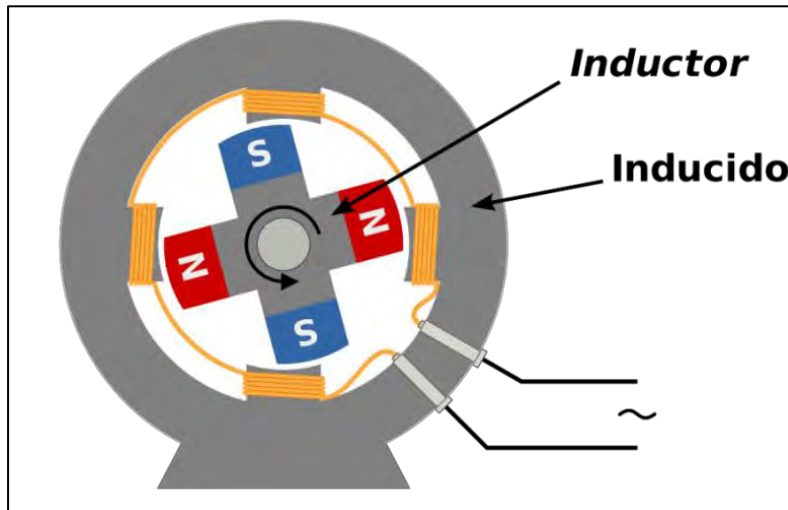
**Tabla 4***Principales Características de las Turbinas Hidráulicas*

Turbina	Inventor y Patente	Ns [RPM/Hp/m]	Q [m <sup>3</sup> /s]	H [m]	P [kW]	n-max [%]
Pelton	Lester Pelton 1980	1ch30, 2ch30-50, 4ch 30-50, 6ch 50-70	0.05 a 50	30 - 1800	2 - 300000	91
Turgo	Eric Crewdson 1920	60-260	0.025 a 10	15 - 300	5 - 8000	85
Michell Banki	A. G. Michell D. Banki	40 - 160	0.025 a 5	1 - 50 (200)	1 - 750	82
Bomba Rotodinamica	Dionision Papin 1689	30 - 170	0.025 a 0.25	10 - 250	5 - 500	80
Francis	James Francis 1848	L60 - 150; N150 - 250; R250 - 400	1 a 500	2 - 750	2 - 750000	92
Deriaz	P. Deriaz 1956	60 - 400	500	30 - 130	100000	92
Kaplan V y de Helice	Kaplan 1912	300 - 800	1000	5 - 80	2 - 200000	93
Axialesck Tubular Bulbo Generador Periferico	Hune 1912; Hugelin 1933; Harza 1919	300 - 800	600	5 - 30	100000	93

**2.9. Generadores**

Es aquella máquina, que transforma la energía mecánica de su eje, en energía eléctrica, esto debido a los enlaces magnéticos que tiene, entre su parte móvil (rotor) y su parte estática (estator)

Un generador eléctrico produce energía eléctrica en terminales de salida (estator), gracias al campo magnético producido en el rotor, el cual es alimentado por la energía mecánica de una turbina unida mediante un eje, fajas o engranajes acoplados.

**Figura 7***Generador Eléctrico*

### 2.9.1. Máquina Síncrona

También llamado alternador, debido a que puede comportarse como motor o generador, cuya velocidad y frecuencia de operación se encuentran en sincronismo.

Si la máquina síncrona se comporta como motor, absorbe la energía eléctrica que lo alimenta en terminales y lo transforma en energía mecánica, a una velocidad que dependerá del nivel de frecuencia de la red que se alimenta o también se comporta como generador, inyectando energía en terminales de la máquina, dependiendo su nivel de frecuencia de la velocidad del eje del generador

Respecto a su nivel de utilización, mayormente son empleadas como generadores síncronos, que producen energía en corriente alterna en terminales de salida, debido a que, si se emplea como motor, presenta un par de arranque, el cual se debe emplear diferentes métodos para llegar a una velocidad síncrona (constante). Una de sus funciones, es controlar la potencia reactiva

del sistema, debido a que mantiene la potencia activa dentro del sistema, siempre y cuando no exceda de sus límites de generación.

### 2.9.2. *Características Constructivas*

El campo magnético producido por el devanado de campo, produce una tensión inducida en terminales del generador (devanado del estator), donde:

**El Estator:** Es considerada la parte estática de la máquina, el cual es parecido al de una maquina asíncrona. Contiene tres devanados que se encuentran conectados por un punto en común (neutro de la maquina), donde se inducen tensiones.

También se le llama devanado inducido, con un circuito magnético que se encuentra conformado por un apilamiento de chapas magnéticas.

Respecto al campo magnético que se produce en el estator, depende de la velocidad de giro del rotor, el cual se encuentra relacionado con la frecuencia y el número de polos, donde:

$$n = \frac{60 * f}{P} = \frac{120 * f}{p} \quad (1)$$

Dónde:

$f$  = Frecuencia del sistema en [Hz]

$P$  = Número de pares de polos de la máquina

$p$  = Número de polos de la máquina

$n$  = Velocidad de la máquina en [rpm]

**Rotor:** Es considerado la parte rotativa de la máquina, el cual es muy diferente al de la máquina asíncrona. El devanado del rotor es llamado también como devanado de campo, el cual es alimentado por una corriente de excitación continua, que produce un campo magnético que atraviesa el entrehierro de la máquina, para producir una tensión inducida en terminales de salida del generador, además de que se polariza el rotor.

Adicionalmente, contiene un devanado en cortocircuito, que limita la velocidad de la máquina, a una velocidad síncrona y mayormente se le denomina como devanado de amortiguamiento; además tiene un circuito magnético que se encuentra conformado por un conjunto de chapas magnéticas de menor espesor.

En la actualidad se tiene dos tipos de máquinas síncronas:

- Máquina de polos salientes: tiene un entrehierro variable, debido a las expansiones polares del rotor
- Máquina de rotor liso: tiene un entrehierro constante, por lo que, el campo magnético se distribuye uniformemente, hasta llegar al estator.

## **2.10. Regulación y Control**

### ***2.10.1. Elementos de Regulación y Control***

Al igual que los dispositivos de protección de una central, los reguladores y sistemas de control, son muy importante para regular y controlar la potencia inyectada y los niveles de tensión, de manera de tener un correcto funcionamiento de un generador síncrono.

Respecto al sistema de supervisión y mando, se tiene:

#### **Control del generador:**

- Regula el nivel de voltaje, de la maquina síncrona
- Sincroniza todas maquinas síncronas que se conectan al sistema interconectado.
- Cuando se conectan grupos asíncronos a la red, se deben agregar baterías de condensadores y relés taquimétricos.

#### **Control de la turbina:**

- Regula la velocidad de la turbina
- Regula la cantidad de potencia generada por la maquina síncrona.
- Regula la cantidad de caudal

### **2.11. Subsistema Eléctrico Auxiliar**

Para que una central hidroeléctrica se conecte a la red, debe contar con un transformador elevador de tensión (subestación de generación), de manera que se reduzca la cantidad de pérdidas que se puedan producir al momento de transmitir la energía eléctrica, a través de los elementos de transmisión, hasta llegar al usuario.

### **2.12. Análisis de la Operación de un Sistema de Potencia**

Para determinar la operación de un sistema eléctrico de potencia, se deben emplear métodos numéricos, que calculen la cantidad de flujo de potencia a través de los elementos de transmisión, conservando el balance de potencias en estado estacionario del sistema.

El cálculo de la operación, ayuda en la determinación de:

- El estudio de factibilidad de un sistema eléctrico de potencia.
- Estudio de ingeniería y detalle de un proyecto.
- Estudio de operatividad y de planeamiento

Todos estos estudios, con la ayuda de herramientas computacionales, permiten predecir el comportamiento del sistema, de manera que se facilite la evaluación del sistema (Grainger & Stevenson, 1996).

### **2.13. Flujo de Potencia**

El cálculo de flujo de potencia, es un análisis de estado estable de los sistemas eléctricos de potencia, donde se determinan las magnitudes y los ángulos de las tensiones en las barras (Grainger & Stevenson, 1996) (Gomez Exposito y otros, 2003) (Nasar, 1995)

Por esta razón es considerado una herramienta esencial para el análisis de planeamiento, diseño y operación de los sistemas bajo diferentes escenarios, etc.

Con el cálculo del flujo de potencia se pueden obtener:

- Las pérdidas en las líneas de transmisión y distribución.
- Las cargas en los transformadores.
- Intercambio de energía entre dos o más redes eléctricas.
- Rangos de control de voltaje requerido de transformadores y generadores, etc.

Para determinar las ecuaciones de flujo de potencia, se debe partir de la 1ra Ley de Kirchhoff, que para un sistema de n nodos es:

$$I_i = \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (2)$$

Siendo:

$I_i$  = Corriente neta inyectada en el nodo i

$V_j$  = La tensión de la barra en el nodo j.

$y_{ij}$  = La admitancia, entre los nodos i y j.

Por lo tanto, la potencia neta inyectada en cada nodo del sistema es:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = V_i \cdot I_i^* \quad (3)$$

Donde:

$S_{Gi}$  = La potencia compleja generada en el nodo i

$S_{Ci}$  = La potencia compleja demanda en el nodo i

De las anteriores ecuaciones, se puede eliminar la corriente, debido a que se desconoce este parámetro, quedando en su forma cartesiana las potencias:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}); \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (4)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}); \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (5)$$



Donde:

$P_i$  = Es la potencia activa inyectada en el nodo i

$Q_i$  = Es la potencia reactiva inyectada en el nodo i

$\theta_{ij}$  = Diferencia angular de las tensiones de las barras i y j

$G_{ij}$  = Parte real de la matriz de admitancia

$B_{ij}$  = Parte imaginaria de la matriz de admitancias.

Para determinar la cantidad de ecuaciones y el número de variables necesarias para el cálculo, se deben de identificar los tipos de barras, de manera que por cada barra se tenga dos variables conocidas y dos variables desconocidas, como:

### **Barra de Carga o Barra PQ**

Son consideradas todas las barras, donde la magnitud y el ángulo de la tensión son variables desconocidas y se conocen las potencias activas y reactivas netas inyectadas en la barra

### **Barra de Generación o Barra PV**

Son las barras donde se conoce la cantidad de potencia activa inyectada en la barra y el módulo de tensión, siendo desconocido la potencia reactiva inyectada y el ángulo de la tensión en la barra

### **Barra de Referencia o Barra Slack**

En este tipo de barras, se conserva constante el módulo y el ángulo de la tensión en la barra. En algunas ocasiones se le considera como barra de holgura, debido a que actúa como una barra de equilibrio donde la falta o exceso de energía es generado o consumido por la fuente activa.

**Tabla 5***Variables Conocidas y Desconocidas por Tipo de Barra*

Tipo de Barra	Parametros Conocidos	Parametros Desconocidos
Slack	$ V ; \theta$	P; Q
PV	P; $ V $	Q; $\theta$
PQ	P; Q	$ V ; \theta$

Para el cálculo, en un sistema en estado estacionario, se debe tener en cuenta que el número de ecuaciones debe ser igual al número de incógnitas, siendo considerado por cada barra de tipo PV, 1 ecuación y una variable de estado desconocida; mientras que en una barra de tipo PQ, se tiene 2 ecuaciones y dos variables de estado desconocidas, el cual daría como resultado una matriz cuadrada que tiene solución (Nasar, 1995).

### 2.13.1. Método de Newton Raphson

Este método reemplaza una función no lineal por una serie de funciones lineales, expresadas por un sistema  $f(x) = 0$ , donde se toma valores iniciales, cercanos a la solución, de manera que no exista una divergencia.

Para este caso, el vector residuos será la diferencia entre los valores calculados y especificados, es decir:

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}); \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (6)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}); \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, n \quad (7)$$

En cada iteración se debe resolver el siguiente lineal de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix} \quad (8)$$

Donde:

$\begin{bmatrix} \Delta V_i \\ \Delta \theta_i \end{bmatrix}$  = Representa el vector de corrección de estado.

$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}$  = Representa el vector de errores de las potencias activas y reactivas

$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} & \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} \end{bmatrix}$  = Representa la matriz jacobina, el cual contiene las derivadas parciales de las

potencias activas y reactivas en función de los módulos y ángulos de las tensiones en las barras.

El proceso iterativo, se detendrá, siempre y cuando el vector de errores sea menor a la tolerancia asumida por el sistema.

## CAPITULO III

### DIMENSIONAMIENTO DE LA MINICENTRAL EN LA LOCALIDAD DE AMPARAES

#### CALCA

#### 3.1. Generalidades

Para realizar el dimensionamiento de la mini central Hidroeléctrica, se tomará las mediciones del caudal del rio Amparaes, y la información brindada por el SENAMHI - Calca.

Después del procesamiento de esta información, se procederá al cálculo de las principales componentes de la mini central como: La turbina; el generador, el sistema de control.

#### 3.2. Características Hidrología de la Cuenca de Amparaes

##### 3.2.1. *Cuenca del Rio*

Esta cuenca está conformada por el área, utilizada para el drenaje del agua, donde cada riachuelo o rio confluye, para formar el rio Amparaes.

Este rio, presenta un caudal que depende del área de la cuenca, donde a mayor sección, se tiene menores picos de caudal y el tirante de agua es menor y viceversa. Si el área de la cuenca es pequeña, el tirante del agua es mayor.

Respecto al rio de Amparaes, se tiene menor área en su recorrido, por lo que se ha estimado dentro de todo su recorrido, una extensión de 11,3736.00 Km<sup>2</sup>

##### 3.2.2. *Forma de la Cuenca*

Existen diferentes formas, que pueden ser rectangulares, irregulares, semicirculares, lo que influenciará en forma directa con la correntada del rio.

Para nuestro caso, se tiene una forma irregular, el cual tiende a incrementar su sección, debido a la presencia de lluvias intensas, y en algunas circunstancias puede rebasar su cauce y llegar a los campos de cultivo.

### ***3.2.3. Pendiente de la Cuenca***

La micro cuenca de Amparaes presenta varias pendientes, variando desde moderado hasta fuertes, por lo que se presume que viaje de escorrentía o descarga en menor tiempo y la infiltración es de menor grado.

### ***3.2.4. Criterios Básicos, Para el Estudio de la Cuenca***

Los criterios básicos, consisten en la obtención de datos de partida que a continuación se menciona:

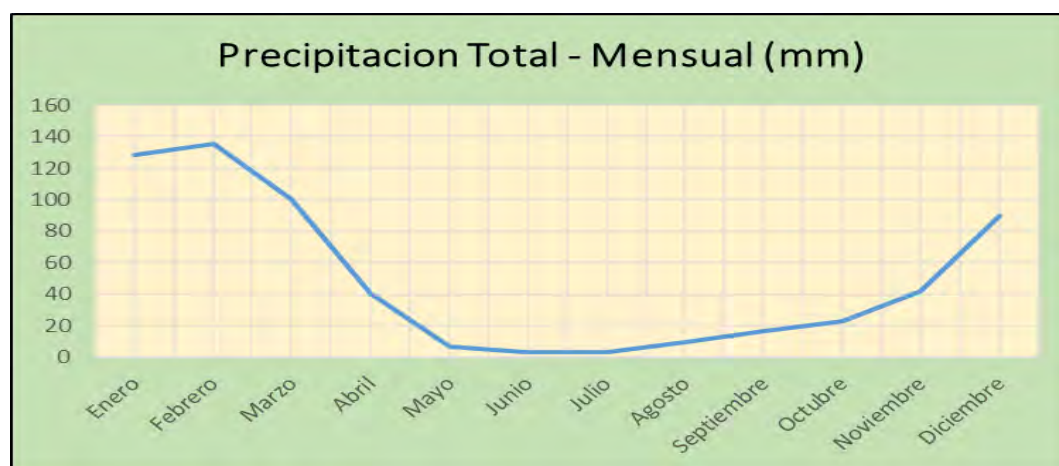
- La topología
- La geología
- La ecología
- La hidrología

Para nuestro caso, tomamos los datos obtenidos por el SENAMHI, respecto a la localidad de Amparaes, el cual se describe a continuación:

**Tabla 6***Datos Climáticos de la Localidad de Amparaes*

VARIABLE	Temperatura Maxima Media Mensual (°C)	Temperatura Minima Media Mensual (°C)	Temperatura Media Mensual (°C)	Precipitacion Total - Mensual (mm)	Humedad Relativa (%)	Evaporacion Transpiracion (mm)
Enero	15.2	6.9	13.5	128.6	79.9	64.3
Febrero	17.4	7	13.25	135.6	74.5	63.5
Marzo	18.5	6.8	13.3	100	76.5	60.1
Abril	19	5.4	12.9	40.5	67.3	69.6
Mayo	19.7	2.3	11.9	6.7	60.5	103.6
Junio	19.5	0.1	11	3.3	56.7	104.3
Julio	19.6	0.3	10.9	3.6	55.6	114.6
Agosto	20.1	2	11.3	9.4	58.9	114.6
Septiembre	21.5	4.6	12.9	16.6	59.7	125.2
Octubre	21.5	5.3	14.5	23.1	57.2	129.3
Noviembre	21.4	6.8	15	42.2	59.3	121.5
Diciembre	21	6.95	14.6	89.5	61.1	109.3
<b>Promedio Anual - Total</b>	<b>19.63</b>	<b>4.54</b>	<b>12.92</b>	<b>599.4</b>	<b>63.93</b>	<b>1220.6</b>

Respecto a la Figura 06, se observa que los meses de diciembre hasta marzo, se presentan las mayores precipitaciones durante el año y por ende, lo mayores caudales, llegando a un máximo de 135.6 (mm) en el mes de febrero y un mínimo de 3.3 (mm) en el mes de junio.

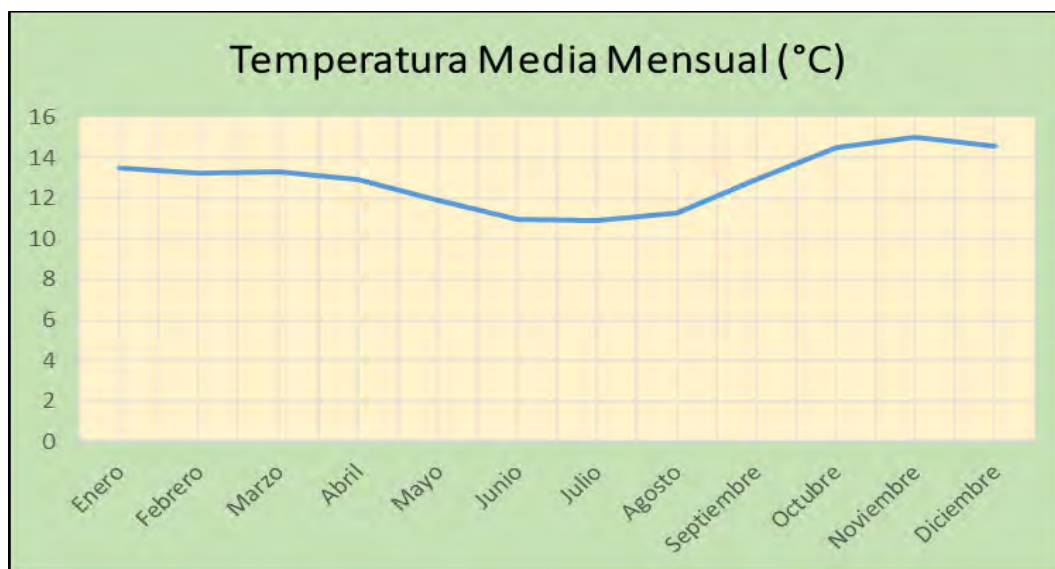
**Figura 8***Precipitación v/s Tiempo*

Fuente: Elaboración Propia

De los datos obtenidos del SENAMHI, se consideró una altitud de 3538 msnm, donde la temperatura media mensual, fluctúa entre 10 a 16 °C, durante todo el año

**Figura 9**

*Temperatura Media v/s Tiempo*



Fuente: Elaboración Propia

De la data base, se observa que la mínima humedad se presentó en el noviembre, respecto al 2016 y la mayor humedad en el mes de diciembre del 2013.

**Tabla 7**

*Humedad en 24 Horas*

HUMEDAD EN 24 HORAS (%)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MIN
2013												64.00	64.00
2014	72.61	71.58	63.73	61.76	64.77	52.28	53.82	52.40	54.01	56.04	52.36	64.51	52.28
2015	67.99	68.22	63.45	68.17	64.56	57.02	39.32	52.94	48.38	50.39	46.34	59.00	39.32
2016	54.01	66.30	53.12	60.28	53.57	54.67	49.06	50.82	44.34	49.37	36.98	61.00	36.98
2017	63.33	61.93	65.18	72.74	55.25	58.61	49.65	52.03	54.71	55.65	58.97	61.19	49.65
2018	69.60	70.41	71.78	62.50	58.68	62.92	55.82	54.55	50.89	61.09	66.31	64.28	50.89

### 3.3. Caudal de la Cuenca de Amparaes

Tenemos dos escenarios de determinación de caudal de la micro cuenca de Amparaes:

- Caudal durante época de estiaje.
- Caudal durante época de avenidas.

#### 3.3.1. Caudal Durante Época de Estiaje

Para determinar el caudal, existen varios métodos tales como:

- Medición por medio de vertedero rectangular o triangular.
- Medición aproximada, por medio de flotador.
- Método de soluciones salinas, etc.

Por facilidades de diseño, se aplicará el método del flotador, debido a que es un método sencillo y rápido, donde se obtiene el caudal, del producto de la velocidad medio del agua, por la sección mojada del río.

Este método ayuda en la obtención de la velocidad superficial del agua y esta es debidamente corregida con un factor que es considerada en función del tipo de terreno o depende del material de las paredes del canal y de la forma de la sección para luego obtener la velocidad media.

Se utilizará el aforo del río, para aprovechar la máxima eficiencia de fuerza hidráulica del río, para ello se utilizará, instrumentos de medición directa, como:

- Regla graduada para medir la profundidad del agua



- Un cronometro
- Una huincha para medir la longitud del tramo del rio preseleccionado
- Flotadores

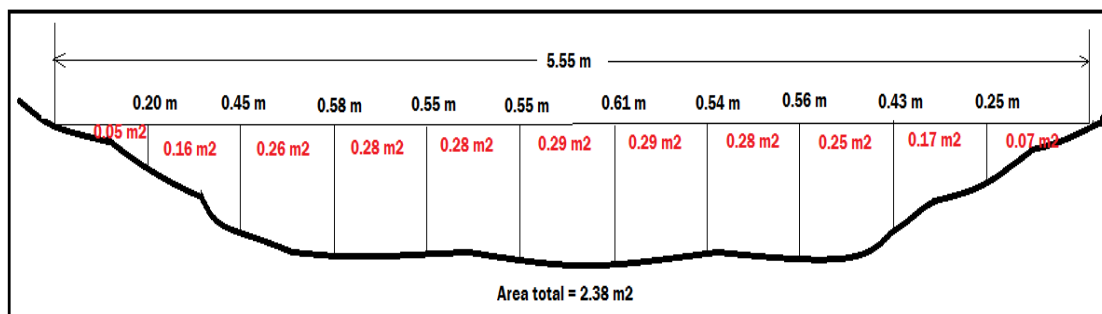
### 3.3.1.1. Procedimiento

Se ha seleccionado un tramo recto del rio Amparaes, cuya sección es relativamente uniforme en todo su recorrido, tal como se muestra en la Figura 10, debido a las facilidades de cálculo, siendo la longitud considerada, igual a 10 m. Luego de marcado el tramo seleccionado, se lanzaron flotadores de corteza de árbol, hojas secas, carrizo e icho, tomando el tiempo que demora en recorrer la longitud seleccionada.

Cabe resaltar que la sección transversal de diseño, puede incrementarse considerablemente en los meses de diciembre y abril, debido a que se presentan las mayores precipitaciones pluviales, tomándose en consideración las características más comunes del rio Amparaes.

**Figura 10**

*Sección Transversal del Rio Amparaes*



Fuente: Elaboración Propia

Para nuestro caso de estudio, se consideró en forma adicional, 10 mediciones respecto al tiempo, considerándose el valor promedio de las mismas.

**Tabla 8***Mediciones del Tiempo*

Mediciones en Campo											
Unidad de Medida	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Promedio
Tiempo (s)	14.8	14	15	14.5	15.5	15.2	14.7	14.5	14.3	14.8	14.73
Distancia (m)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Velocidad (m/s)</b>											0.68

Por lo tanto, el caudal del río es equivalente a:

$$Q = A * V \quad (9)$$

Donde:

*A*: Es el área de la sección transversal del río, en  $m^2$

*V*: Velocidad del río, en  $m/s$

*Q*: Caudal del río, en  $m^3/s$

Entonces:

$$Q = 2.38 [m^2] * 0.68 [m/s] = 1.6184 [m^3/s]$$

Para determinar el caudal de diseño, se debe considerar el caudal ecológico de la cuenca y los usos que se dan, respecto a las actividades agrícolas y de consumo. Para nuestro caso, solo se considerará el caudal ecológico, dado que en este sector no se utiliza el agua del río, para la agricultura, siendo para el riego y el consumo humano, el utilizado por los manantes cercanos, dado que el poblado de Amparaes se encuentra a 2 kilómetros del río.

Con estas consideraciones, tomaremos el setenta por ciento (70%) del caudal total, para nuestro caudal de diseño.

$$Q_{diseño} = 0.7 * 1.6184 \left[ \frac{m^3}{s} \right] = 1.13288 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

### 3.3.2. Caudal Durante Época de Avenidas

Durante la avenida, el caudal se incrementa multiplicándose por varias veces al caudal de estiaje y para hacer un cálculo aproximado tomaremos en cuenta la altura que se incrementa en el lugar donde se tomó los datos, durante las lluvias, y dicho incremento es de 0.95 metros, también tenemos que considerar que la velocidad superficial sufre un incremento considerable hasta 0.8 [m/s] y en consecuencia el aumento del caudal Q es:

$$Q = 6.12m^3/s$$

### 3.3.3. Criterios de Selección y Consideraciones Técnicas

Para el dimensionamiento, características y geometría de la turbina, se deben considerar los siguientes criterios:

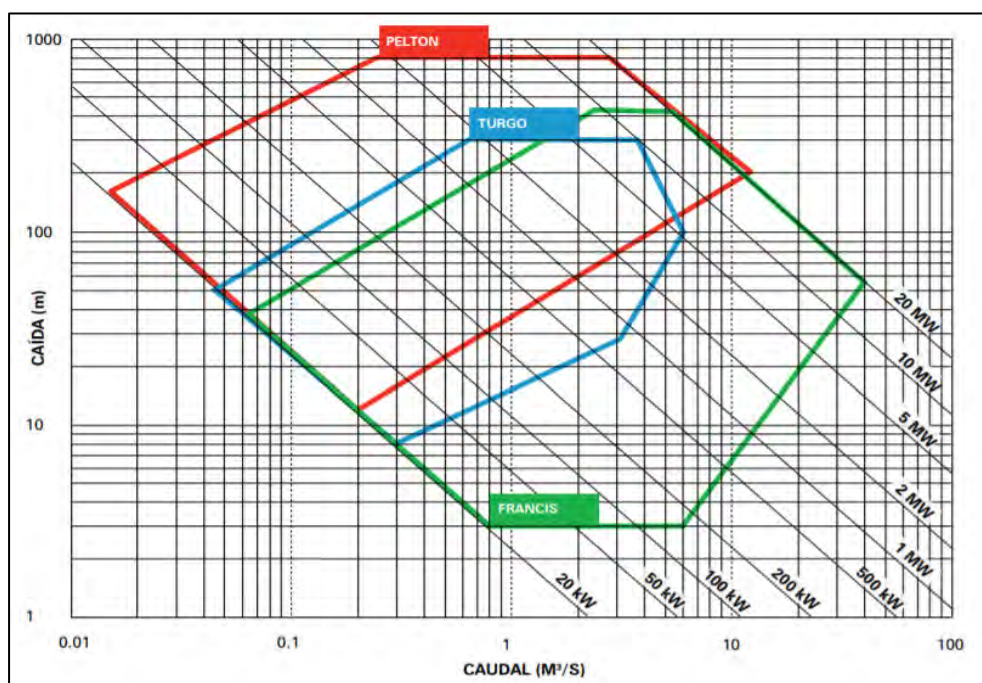
- Altura neta de salto
- Horquilla de caudales a turbinar
- Velocidad de rotación requerida por la turbina
- Capacidad de embalamiento por velocidad.
- Eficiencia.

### 3.3.4. Selección de la Turbina

Para realizar la selección de una turbina, que mejor se adapte a nuestro proyecto, se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros, como: La altura neta, aprovechamiento de caudal, potencia y velocidad específica proporcionada por GILKES.

**Figura 11**

*Tipos de turbinas en función de la altura, caudal, potencia y velocidad*

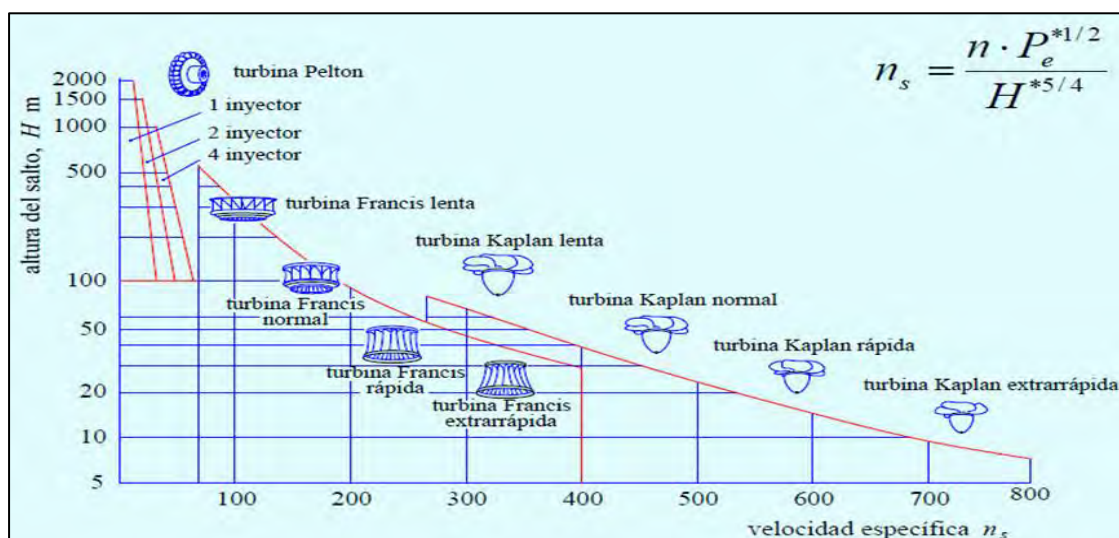


Fuente: Gilkes

De acuerdo a la Figura 11; se observa que las turbinas también se pueden clasificar en función de la velocidad especificada, siendo las turbinas Pelton, las que requieren mayor salto de agua y las turbinas Kaplan, las que requieren un menor salto de agua, para producir energía. Asimismo, también podemos observar el rango de potencia de entre 20 kW a 20 MW.

**Figura 12**

*Elección de Turbina en Función de la Velocidad Especificada*



Según L. Quantz (1944), las turbinas se pueden clasificar, según su rapidez y la altura máxima de la caída de agua, mostrada en la Tabla 9.

**Tabla 9**

*Clasificación de la Turbina Hidráulica según L. Quantz*

TIPO DE TURBINA	$n_s$	$n_q$	$H_{max}$
Turbina Pelton 1 CH	10 a 13	3 a 4	1800 a 1300 m
Turbina Pelton 2 CH	12 a 20	4 a 6	1300 a 550 m
Turbina Pelton 4 CH	20 a 30	6 a 9	550 a 300 m
Francis Lenta	60 a 125	18 a 38	350 a 150 m
Francis Normal	125 a 175	38 a 53	150 a 120 m
	175 a 225	53 a 68	120 a 80 m
Francis Rapida	225 a 350	68 a 105	80 a 35 m
	350 a 450	105 a 135	35 a 20 m
Kaplan	300 a 600	105 a 180	35 a 18 m
Tubular	300 a 600	180 a 240	18 a 12 m
Helice	500 a 100	240 a 300	12 a 5 m

### 3.3.5. *Potencia hidráulica*

Para determinar la potencia hidráulica o potencia de la turbina, de la mini central hidroeléctrica se aplica la siguiente expresión:

$$P_{t(cv)} = \frac{(\rho * Q * H_n * \eta)}{75} \quad (10)$$

Dónde:

$P_{t(cv)}$  = Potencia hidráulica (Kw)

$Q$  = Caudal de diseño [m<sup>3</sup>/s], para nuestro caso 1.13288 [m<sup>3</sup>/s]

$H_n$  = Altura Neta en [m], para nuestro caso es de 40 [m]

$\eta$  = Eficiencia equivalente a 0.85

Por lo tanto:

$$P_{t(cv)} = \frac{(1000 * 1.13288 * 40 * 0.85)}{75} = 513.57 [cv]$$

### 3.3.6. *Número Específico de Revoluciones*

Para realizar el diseño de una turbina hidráulica, se necesita resolver una serie de problemas, que no siempre se pueden modelar matemáticamente, y que solamente se pueden resolver en forma empírica o experimental, dando como resultado una mayor precisión de los ensayos experimentales, al igual que sus costos.

El número de revoluciones llamado “específico” representa como elemento auxiliar imprescindible para proyectar instalaciones hidráulicas, pues da indicaciones precisas que

permiten elegir el tipo de turbina más adecuada para un salto de altura y caudal de diseño establecido.

Por otra parte, todos los tipos de turbinas se dividen según el número específico de revoluciones y ésta establece una serie de rodets y catálogos con todas las características que interesan en el diseño de las turbinas. Una manera de seleccionar el tipo de turbina, es en función del número de revoluciones el cual refleja la similitud entre el modelo y el prototipo a utilizar, estos son:

- El número de revoluciones producidos por el caudal.
- El número específico de revoluciones por potencia producida. Antes de determinar los números específicos se establecerán dos principios
- Potencia en el eje de la turbina
- Selección de la velocidad angular

### 3.3.6.1. Número Específico de Revoluciones de Potencia

Esta variable, depende de la utilidad y la clasificación del tipo de turbina, en forma cuantitativa, dado que el número específico, representan una velocidad de rotación. Es costumbre llamar a las turbinas como lentas y rápidas. Las turbinas lentas (Pelton), se caracterizan por su número específico maquinas lentas y las turbinas rápidas (Francis y Kaplan) como maquinas rápidas.

Para determinar la velocidad específica, se utiliza la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{N \cdot \sqrt{P_e}}{H_n^{5/4}} \quad (11)$$

Dónde:

$N$  = Número específico de revoluciones de potencia en [RPM]

$P_e$  = Potencia efectiva de la turbina en [cv]

$H_n$  = Altura Neta

Entonces, la velocidad específica es:

$$N_s = \frac{N \cdot \sqrt{513.57}}{40^{5/4}} = 0.22528 * N$$

Para los 3 tipos de turbina Francis, determinamos la velocidad específica, en función de su velocidad nominal:

**Tabla 10**

*Numero de revoluciones y velocidad específica de las turbinas Francis*

Tipo	N (RPM)	n	Q [m3/s]	H [m]	P [cv]	P [HP]	P [kW]	Ns
Fancis Lenta	450	0.85	1.13288	40	513.57	506.53	377.68	101.38
Francis Normal	600	0.85	1.13288	40	513.57	506.53	377.68	135.17
Francis Rapida	1500	0.85	1.13288	40	513.57	506.53	377.68	337.92

Debido a que requerimos una turbina de elevado número de revoluciones, además que sea fácil de controlar, con menor tamaño de corredor y bajo costo de mantenimiento, seleccionamos la turbina Francis normal, siendo nuestra velocidad de diseño igual a 135.17 [RPM]

De acuerdo a la velocidad de las turbinas Francis, las cuales fluctúan en el rango de 125 a 200, según la velocidad del eje de la turbina en [RPM], que vendrían a ser, las posibles velocidades síncronas del generador (determinadas por el número de polos y la frecuencia), para una altura neta de 40 m y un caudal de diseño de 1.13288 [m<sup>3</sup>/s], teniendo una eficiencia de 85%.



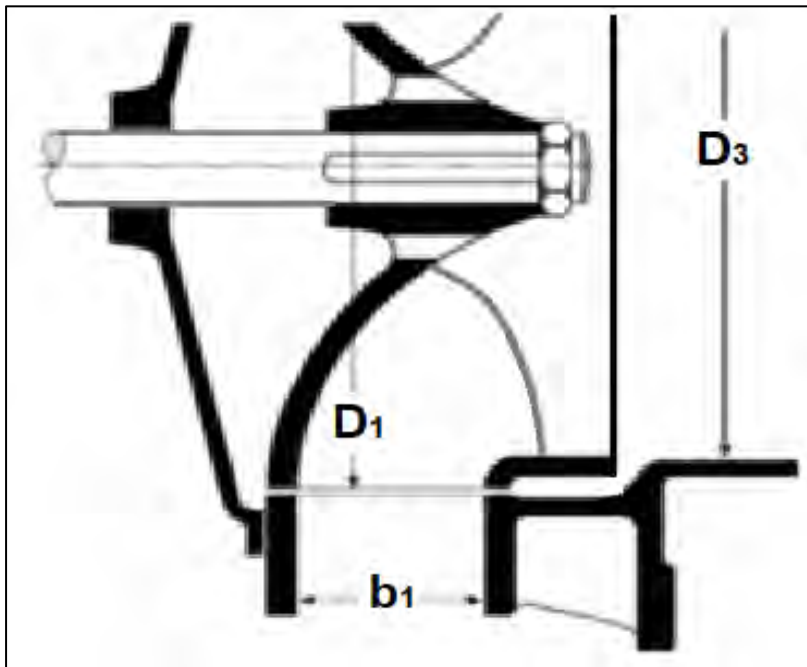
### **3.4. Turbinas Francis.**

Estas turbinas son consideradas como flujo misto, el cual fue inventado por James B. Francis. Esta turbina aprovecha el agua que fluye desde una tubería de presión, hasta un sistema de distribución de tipo caracol o de tipo espiral que se encuentra ubicado alrededor del sistema de distribución. Las principales partes de una turbina Francis, son:

- La cámara en espiral o caracol
- Un anillo fijo.
- Los álabes de la turbina, que son fijos.
- Los álabes de la turbina que son móviles.
- Rodamientos.
- Eje de la turbina.
- El tubo de aspiración.

#### ***3.4.1. Turbina Francis Normal o Media***

Se ha proyectado, de acuerdo a las características de la zona de instalación, una turbina Francis normal de eje horizontal, tal como se muestra en la Figura 13

**Figura 13***Turbina Francis con Eje Horizontal***3.4.2. Diseño de las Principales Dimensiones de la Turbina Francis Normal**

Diámetro del tubo de aspiración

Para calcular el diámetro del tubo de aspiración ( $D_3$ ), utilizamos la siguiente ecuación 04.

$$D_3 = 1000 \sqrt{\frac{4 * Q}{\pi C_3}} \quad (12)$$

Dónde:

$D_3$  = Diámetro en el tubo de aspiración, en mm

$Q$  = Caudal, 1.13228 m<sup>3</sup>/s

$C_3$  = Velocidad de salida, m/s

Para determinar la velocidad de  $C_3$ , considerando que se halla en la dirección del eje, se utiliza la ecuación 05

$$C_3 = \sqrt{2 * g * k_c * H_n} \quad (13)$$

Donde:

$C_3$  = Velocidad de salida, m/s

$g$  = Gravedad, 9.8 m/m<sup>2</sup>

$H_n$  = Altura, 40 m.

$k_c$  = Constante según el tipo de turbina, determinado en tanto por uno:  $\eta_t/100$ , se estima un 4% para la turbina Francis lenta, 6% para la turbina Francis normal, 12% para la turbina Francis rápida y un 25% para las turbinas Francis extra rápidas

Reemplazando:

$$C_3 = \sqrt{2 * 9.8 \left[ \frac{m}{s^2} \right] * 0.06 * 40[m]} = 6.86 \left[ \frac{m}{s} \right]$$

Con el valor de la velocidad de salida, determinamos el diámetro D3

$$D_3 = 1000 \sqrt{\frac{4 * 1.13288 \left[ \frac{m^3}{s} \right]}{\pi * 6.86 \left[ \frac{m}{s} \right]}}$$

$$D_3 = 458.54 \text{ mm} \approx 459 \text{ mm}$$

### **Diámetro Externo del rodete $D_1$**

Para calcular el diámetro externo del rodete  $D_1$  utilizando la siguiente relación:

$$D_1 = D_3 * \left( 0.4 + \frac{94.5}{N_s} \right) \quad (14)$$

Dónde:

$D_1$  = Es el diámetro externo del rodete, mm

$D_3$  = Es el diámetro del tubo de aspiración, 458 mm

$N_s$  = Es la velocidad específica en [rpm].

$$D_1 = 458 * \left( 0.4 + \frac{94.5}{135.17} \right)$$

$$D_1 = 503.40 \approx 504 \text{ mm}$$

### Corroborando la elección del número específico (N)

$$N = \frac{(60 * u_1)}{(D_1 * \pi)} \quad (15)$$

Dónde:

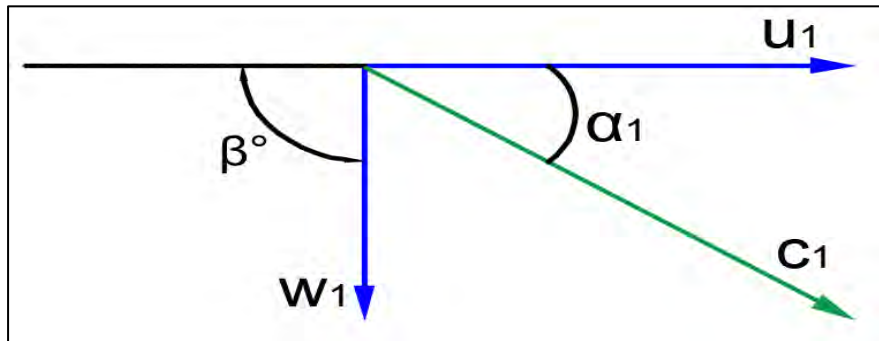
$u_1$  = Velocidad tangencial en  $\left[ \frac{m}{s} \right]$ .

$D_1$  = Diámetro externo del rodete en [mm]

El valor de  $u_1$ , representa la velocidad tangencial hacia la turbina, siendo el paralelogramo de velocidades a la entrada y salida del rodete de la turbina.

**Figura 14**

*Triangulo de Velocidades de una Turbina Francis Normal*



Descomponiendo el sistema es igual a:

$$c_1 * u_1 * \cos \alpha_1 = \eta * g * H_n \quad (16)$$

En turbinas normales se adopta por lo regular el ángulo  $\beta = 90^\circ$  y también se utiliza la siguiente ecuación equivalente:

$$u_1 = \sqrt{(n * g * H_n)} \quad (17)$$

Por lo tanto:

$$u_1 = \sqrt{(0.85 * 9.8 * 40)} = 18.25 \left[ \frac{m}{s} \right]$$

Entonces, el número de revoluciones se deduce de la ecuación 7, como:

$$N = \frac{(60 * u_1)}{(D_1 * \pi)} = \frac{(60 * 18.25)}{(0.51 * \pi)} = 683.43 \text{ rpm}$$

El resultado es próximo al valor escogido, para la turbina Francis normal, con esto concluimos la selección del número específico.

**Diámetro interno del rodete ( $D_2$ )**

Para calcular el diámetro interno del rodete  $D_2$ , utilizaremos la ecuación:

$$D_2 = D_3 * (0.96 + 0.00038 * N_s) \quad (18)$$

Dónde:

$D_2$  = Diámetro interno del rodete, mm

$D_3$  = Diámetro del tubo de aspiración, 477 mm

$N_s$  = Velocidad específica, 133 rpm.

$$D_2 = 458 * (0.96 + 0.00038 * 135.17)$$

$$D_2 = 463.20 \approx 463 \text{ mm}$$

**Ancho de la corona directriz ( $b_0$ )**

El ancho de la corona directriz se calcula según la turbina seleccionada, para nuestro caso:

**Turbina Francis normal:** Utilizamos la ecuación

$$b_0 = D_1 \left[ \frac{(N_s - 125) * 0.15}{100} + 0.302 \right] \quad (19)$$

En donde:

$b_0$  = Ancho de la corona directriz, en mm

$D_1$  = Diámetro externo del rodete, 530 mm

$N_s$  = Velocidad específica,

$$b_0 = 506 \left[ \frac{(135.17 - 125) * 0.15}{100} + 0.302 \right]$$

$$b_0 = 160.53 \approx 161 \text{ mm}$$

### Cálculo del número de alabes de la Turbina ( $Z_0$ )

**Turbina Francis normal:** Se utiliza la ecuación 18

$$Z_{FN} = 17 - \left[ \frac{(N_s - 125) * 2}{100} \right] \quad (20)$$

En donde

$Z_{FN}$  = Es el número de alabes de la turbina Francis normal

$N_s$  = Es la velocidad específica,

$$Z_{FN} = 17 - \left[ \frac{(135.17 - 125) * 2}{100} \right]$$

$$Z_{FN} = 16.7966 \approx 17 \text{ Alabes}$$

### Cálculo del eje (d)

Para un eje vertical, se debe utilizar:

$$d = \sqrt[3]{\frac{(16 * Mt)}{(Kt * \pi)}} \quad (21)$$

Dónde:

$$Mt = 71620 * \left( \frac{P_e}{N} \right) \quad (22)$$

Entonces:

$$Mt = 71620 * \left( \frac{513.57}{600} \right) = 61303.139 \text{ Kg.cm}$$

Adoptando  $Kt = 300K \text{ g/cm}^3$  para el coeficiente de trabajo por torsión como recomienda

L. Quantz en su obra “Motores Hidráulicos”, se tiene:

$$d = \sqrt[3]{\frac{(16 * 61303.139)}{(300 * \pi)}}$$

$$d = 10.134 \text{ cm} \approx 102 \text{ mm}$$

### 3.4.3. Selección de la Turbina

De acuerdo a las características de diseño, se ha seleccionado la turbina Francis, cuyas especificaciones se muestran en la siguiente Tabla.

**Tabla 11**

*Especificaciones de la turbina Francis seleccionada*

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICO
<b>DATOS GENERALES</b>		
Tipo		Francis normal
Altitud de instalación	m.s.n.m	3136
Normas de fabricación		ASME/ASTM
Número de unidades		1
<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS</b>		
Descripción del eje		Horizontal
Altura neta	m	40
Caudal nominal	m <sup>3</sup> /s	1.1328
Potencia nominal	kW	375
Velocidad de rotación	rpm	600
Velocidad de embalamiento (estabilidad durante 5 min)	rpm	650



### 3.5. Selección del generador

#### 3.5.1. Selección Técnica de Generadores

Son máquinas rotativas que se acoplan directamente o indirectamente al eje de una turbina para luego transformar la energía mecánica producida por esta, en energía eléctrica.

Para una buena selección del generador se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

#### **Normas Generales para Generadores**

El generador y equipos asociados, deben cumplir con las descripciones de las normas.

#### 3.5.2. Las Principales Normas de fabricación y Pruebas del Generador Son:

- ANSI / IEEE C50.103.1977 - Requerimientos generales para máquinas síncronas.
- ANSI STO C 50.12 2005 Requerimientos para generadores síncronos de polos salientes para aplicaciones en turbinas hidráulicas.
- ANSI C50.10-1990 - Máquinas eléctricas rotativas.
- IEE 115-1995 - Guía de procedimientos de prueba para generadores síncronos.

#### 3.5.3. Parámetros para selección del generador síncrono.

##### a) Circuito equivalente del generador síncrono

$$V = E - I(R + jX) \quad (23)$$

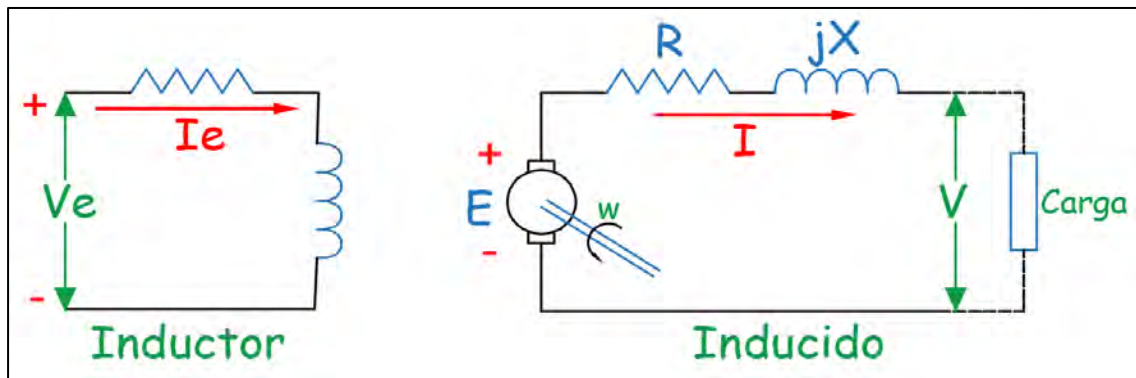
Dónde:

- $V$  = Tensión en bornes del generador en voltios.
- $I$  = corriente en los devanados del estator en amperios.

- $I_e$  = corriente de excitación en el inductor
- $E$  = Tensión interna del generador en voltios
- $R$  = resistencia en el devanado inducido (estator) en  $\Omega$ .
- $jX$  = Reactancia síncrona del generador

**Figura 15**

*Circuito equivalente de un generador síncrono*



**b) Número de polos**

Para determinar la cantidad de polos, se debe utilizar la ecuación 22

$$P = \frac{120f}{N} \quad (24)$$

Entonces:

$$P = \frac{120 * 60}{600} = 12 \text{ polos}$$

Donde:

- $P$  = Número de polos.

- $f$  = Frecuencia normalizada (60 Hz).
- $N$  = Velocidad síncrona del alternador calculado

**c) Potencia del generador síncrono**

$$P_G = \frac{\rho * Q * H_n * \eta_t * \eta_{tran} * \eta_G}{K} \quad (25)$$

$$P_G = \frac{(1000 \text{ Kg/m}^3) * (1.13288 \text{ m}^3/\text{s}) * (40 \text{ m}) * 84\% * 94\% * 98\%}{102}$$

$$P_G = 343.77 \text{ kw} \approx 344 \text{ kw}$$

**d) Características principales del generador fabricante:**

Potencia nominal	:	375 KVA
Eficiencia mínima	:	95 %
Factor de potencia nominal	:	0,8
Tensión nominal	:	480/270 V+- 5%
Frecuencia nominal	:	60 Hz
Velocidad nominal	:	600 rpm.
Velocidad de embalamiento	:	1320 rpm.
Clase de aislamiento	:	F
Excitación	:	Auto excitado con diodos
Grado de protección	:	IP 23

Refrigeración : aire forzado

Ruido audible máximo : 70 Db.

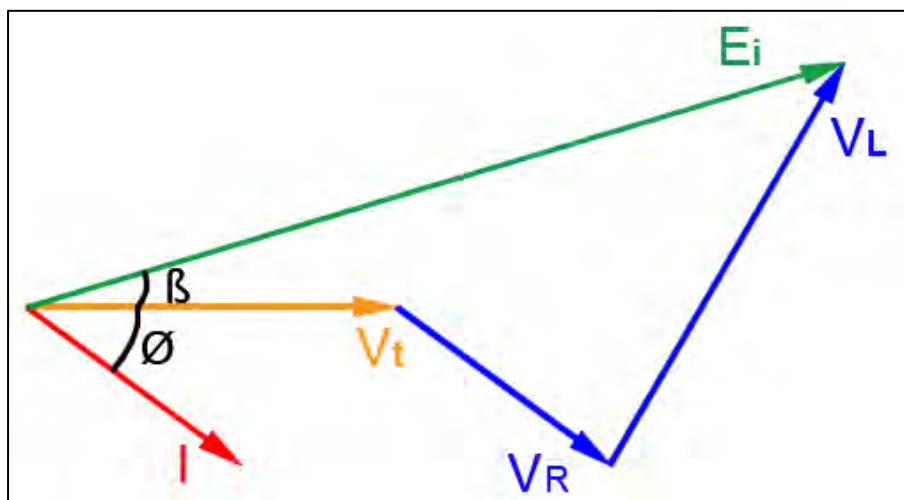
### 3.5.4. Modelamiento Eléctrico de un Generador Síncrono de Rotor Liso

Un generador síncrono, es alimentado por una corriente de campo en el devanado del rotor, con la finalidad de producir un campo magnético, que induzca un nivel de tensión en el devanado del estator. Esto significa, que se produce una tensión y corriente en terminales de salida del generador, donde el generador debe trabajar en su región lineal debido a que, a incrementos de la intensidad de excitación, se produce incrementos de la tensión inducida.

Al conectarse un generador a una carga, proporciona corriente y se produce una caída de tensión en terminales, debido a la resistencia y la inductancia de las bobinas del estator, esto significa que cualquier generador se comporta como fuente de tensión real (tensión interna).

**Figura 16**

*Diagrama fasorial de una maquina síncrona*



De acuerdo a la Figura 16, tendremos:

- $I$ : La corriente que alimenta a la carga
- $V_t$ : La tensión en terminales del generador
- $V_R$ : La caída de tensión en la resistencia
- $V_L$ : La caída de tensión en la reactancia síncrona
- $E_i$ : La tensión interna del generador

Donde la tensión interna del generador es igual a:

$$E_i = V_t + RI + X_S I \quad (26)$$

Utilizando la cantidad de corriente que se inyecta en terminales de salida del generador, se puede calcular la potencia activa y reactiva en función de las variables de estado del generador, considerando despreciable el valor de la resistencia.

$$P = \frac{V_t \cdot E_i \cdot \text{sen}\beta}{X_S} \quad (27)$$

$$Q = \frac{V_t \cdot E_i \cdot \text{cos}\beta}{X_S} - \frac{V_t^2}{X_S} \quad (28)$$

Donde:

- $P$ : Potencia Activa inyectada en terminales del generador
- $Q$ : Potencia Reactiva inyectada en terminales del generador
- $\beta$ : es la diferencia angular de la tensión interna y en terminales del generador.

- $X_S$ : La reactancia síncrona del generador

Para controlar la potencia activa inyectada al sistema, se puede hacer las siguientes consideraciones:

- $\beta = 90^\circ$ : se inyecta la máxima potencia activa al sistema
- $\beta = 0^\circ$ : no se inyecta potencia activa al sistema.

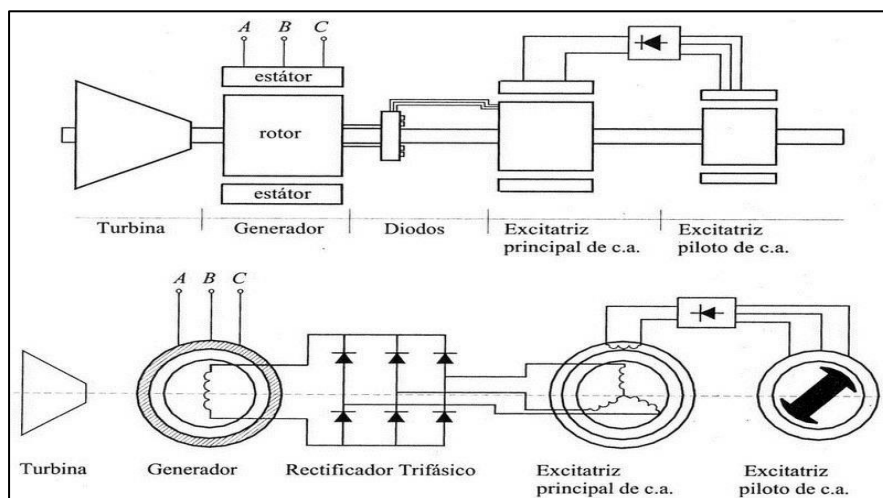
### **3.6. Sistema de Excitación del Generador**

Una manera tradicional de producir una tensión de salida en el devanado del estator, es aplicando una corriente de excitación al devanado de campo, que por lo general es una corriente continua cd producida por un conjunto de escobillas o anillos rozantes; que producen un campo magnético tan grande que llega a las bobinas del estator.

En los sistemas modernos, los generadores no cuentan con escobillas, sino se conecta una fuente de excitación externa en corriente alterna, que luego es convertida en corriente mediante un conjunto de rectificadores o diodos, que alimentan al devanado de campo, para producir el campo magnético necesario en el devanado del estator.

**Figura 17**

*Esquema de un sistema de excitación moderna*



El sistema mostrado en la Figura 17, se encuentra conformado por otro generador síncrono, con devanados en el rotor y el estator que producen energía a corriente alterna. La energía producida por el generador de excitación, es transformada en corriente continua por un rectificador de 6 pulsos o 6 diodos que se encuentran montados sobre su mismo eje, esta corriente en continua alimenta al devanado de excitación de nuestro generador síncrono. Entre las ventajas de la conexión de un generador de excitación es que ya no se requiere ni anillos ni escobillas que alimenten con corriente continua al rotor.

Adicionalmente, el rotor del sistema de excitación, se alimenta por otra fuente de energía, el cual se denomina como excitatriz piloto, el cual se está conformado por imanes permanentes.

Mayormente, el sistema de excitación externa, inyecta entre el 0,2 y 3% de la potencia nominal de la máquina.

### ***3.6.1. Funciones del Sistema de Excitación***

#### **a. Función básica.**

Inyecta corriente continua al devanado de campo (rotor del generador síncrono) a través de un sistema de control, de manera que se logre satisfacer las necesidades del sistema.

#### **b. Funciones de control.**

Permite:

- Controlar de tensión en terminales de salida del generador.
- Controlar de flujo de potencia reactiva inyectada
- Mejorar la estabilidad del sistema de potencia.

#### **c. Funciones de protección.**

Tiene la función de controlar el límite de operación de la maquina síncrona, mediante su sistema de excitación.

## **3.7. Sistema de Regulación**

### ***3.7.1. Regulador de Tensión***

Este sistema de regulación tiene por objetivo conservar el nivel de tensión en terminales de salida del generador en un valor fijo, siempre y cuando se mantenga dentro de sus límites de operación, respecto a su valor nominal o de referencia, inclusive si se conecta una carga variable respecto a las necesidades del usuario.

#### **a. Regulador automático de la tensión (AVR).**



Este sistema es el encargado de mantener la tensión en terminales del generador, por medio del control de la fuerza electromotriz interna de la maquina síncrona. Esto significa, que trabaja a partir de la corriente de excitación, el cual tiene una respuesta rápida, que llega al orden de los segundos.

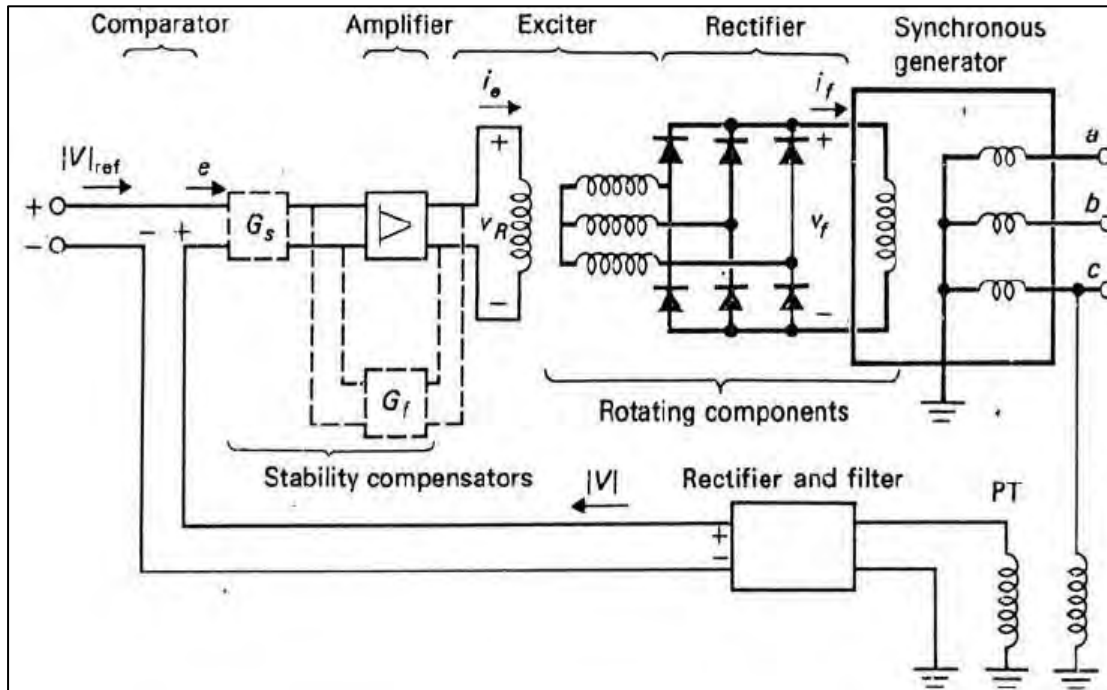
También se encarga de medir el nivel de tensión en terminales del generador, cuya magnitud es todavía rectificada y filtrada, con el fin de obtener una corriente continua que es semejante a la tensión eficaz real. Respecto a la señal continua, todavía es comparada con una tensión referencial, de manera de obtener un margen de error, que luego es amplificada y utilizada como alimentación al sistema de excitación del generador principal.

El sistema de excitación es el principal componente del regulador automático de tensión. Debemos recordar que esta corriente de excitación es la que produce un campo magnético necesario para inducir tensiones en terminales de salida del estator.

Muchas veces, este sistema de excitación se encuentra conectado con un puente rectificador al rotor del generador síncrono, el cual induce no solamente una tensión en el estator, sino que también una corriente alterna.

**Figura 18**

*Bucle de regulación AVR del generador, sin escobillas*



### 3.7.2. Regulación de Velocidad

Es el encargado de preservar de manera constante la velocidad de giro de la turbina que alimenta la máquina síncrona, frente a las alteraciones que pueda sufrir el torque mecánico del eje de la turbina, debido a las posibles variaciones de la demanda eléctrica por parte de los usuarios.

Esto significa, que el regulador de velocidades se encarga de conservar un giro uniforme y confiable entre la turbina y el generador síncrono, gracias al control que se tiene entre la apertura y cierre del agua que alimenta la turbina, de tal manera que la turbina produzca un torque igual al de la carga conectada al generador, de esta manera se produce en la máquina síncrona, el regreso a su velocidad síncrona pretendida.

Por lo tanto, si se reduce la demanda, dará como consecuencia un incremento de la velocidad de giro del rotor, a causa del par antagónico producido sobre el rotor.

También se puede considerar que el sistema de regulación, es un mecanismo de admisión de agua para el control de la parada, arranque y sincronismo de la velocidad de la turbina, de manera de preservar la frecuencia del sistema en un valor constante.

Respecto a los sistemas de regulación que son aplicables a las mini centrales y que se conocen, son:

- Control por Óleo-Mecánicos.
- Control Electro-Hidráulicos.
- Control por Disipación de Carga.

**a. Regulador de velocidad por Óleo-Mecánicos y Electro - Hidráulicos.**

En este tipo de reguladores la manera de controlar la velocidad de la turbina y que permanezca constante, es trabajando sobre el sistema de admisión de agua en los alabes, paleras e inyectores de la turbina.

**b. Regulador de velocidad por Control de Disipación de Carga.**

Es considerado como una regulación moderna, debido a su crecimiento tecnológico y el empleo de elementos electrónicos. La utilización de esta nueva tecnología, ha dejado obsoleta la utilización de dispositivos mecánicos, hidromecánicos o electrohidráulicos.

A diferencia de los sistemas de regulación tradicionales, donde el control se produce en el agua inyectada en los alabes de la turbina, este regulador utiliza banco de resistencia o cargas auxiliares, por medio de sistemas electrónicos, que posibilita el manejo automático por conexión y desconexión de estos dispositivos, de manera que permanezca constante la potencia inyectada y el nivel de frecuencia.

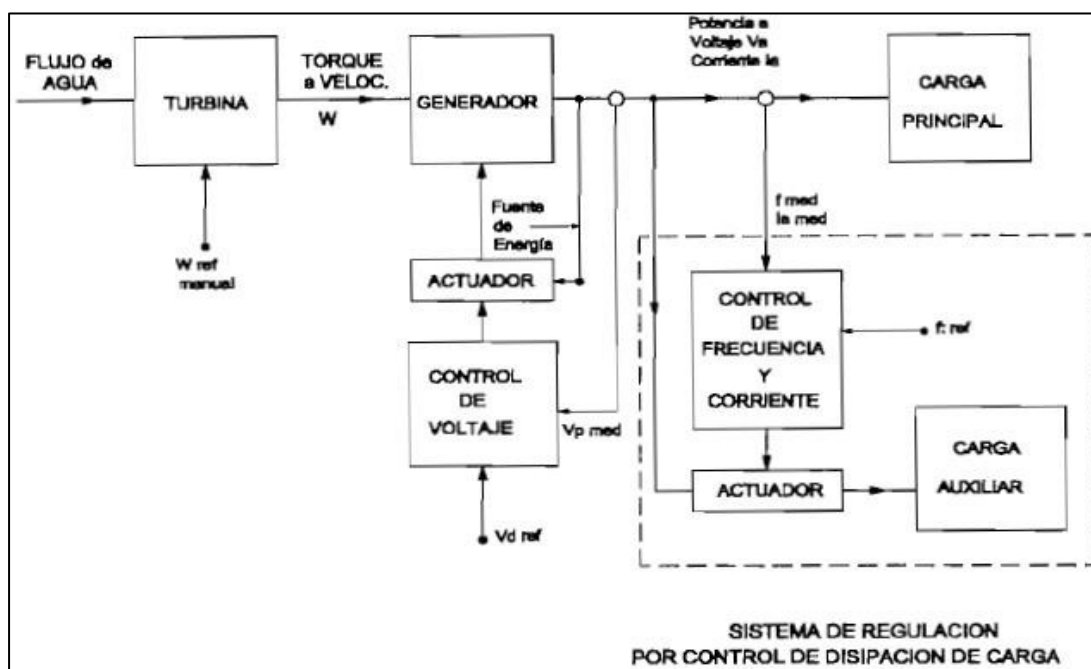
Para que esta condición se cumpla, el torque eléctrico tiene que mantenerse constante sobre el eje de la turbina, de manera que también la carga debe permanecer constante.

Para esta investigación, se utiliza un regulador "Eléctrico - Electrónico por disipación de carga", el cual produce una disminución de los niveles de costo de implementación.

Cabe mencionar, que los reguladores mecánicos o hidráulicos tiene un alto costo de implementación, además de presentar grandes dificultades al momento de realizar los debidos mantenimientos y la reparación cuando parte del sistema se dañe, por efectos que mayormente son desgastes.

**Figura 19**

*Diagrama de Bloques de un Sistema de Regulación de Velocidades, por Control de Disparo de Agua*

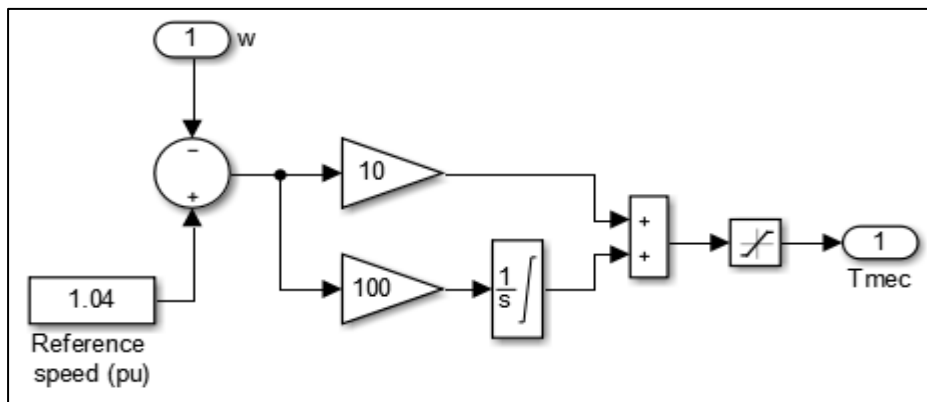


### 3.8. Simulación del Generador Para una Carga de Prueba

Para verificar el comportamiento de nuestro generador síncrono, se conectará a una carga de prueba de  $200 + j20 \text{ kVA}$  (carga RL) a través de un interruptor y un transformador elevador de tensión, de manera que mantengamos la tensión, en terminales de salida del generador.

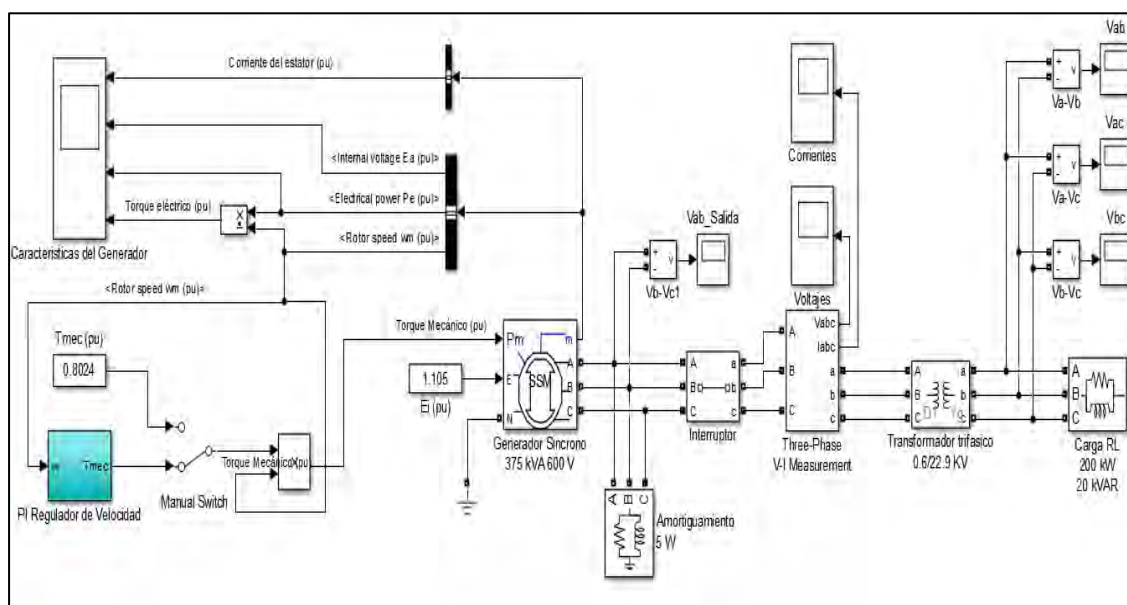
**Figura 20**

*Diagrama del regulador de velocidad*



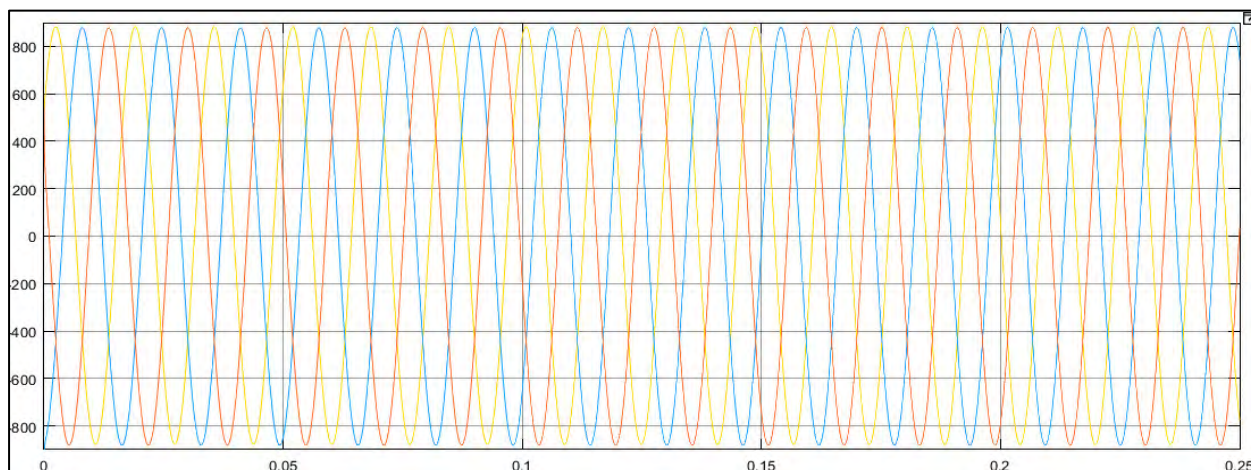
El regulador de diseño, controla el torque que alimenta al generador de manera de mantener la tensión en terminales de salida igual a 1.04 pu

**Figura 21**  
*Simulación del Generador*



Adicionalmente, para mantener el nivel de tensión en terminales a 624 voltios, la tensión interna del generador debe ser igual a 1.105 pu, este valor se calculó a partir de la impedancia interna y la utilización de la Ecuación 25.

**Figura 22**  
*Voltaje en terminales del generador*



En la Figura 22, se tiene el nivel de voltaje, donde la amplitud alcanzada es, respecto a la tensión de control, donde:

$$V_m = \sqrt{2} \cdot V_{ef} \quad (29)$$

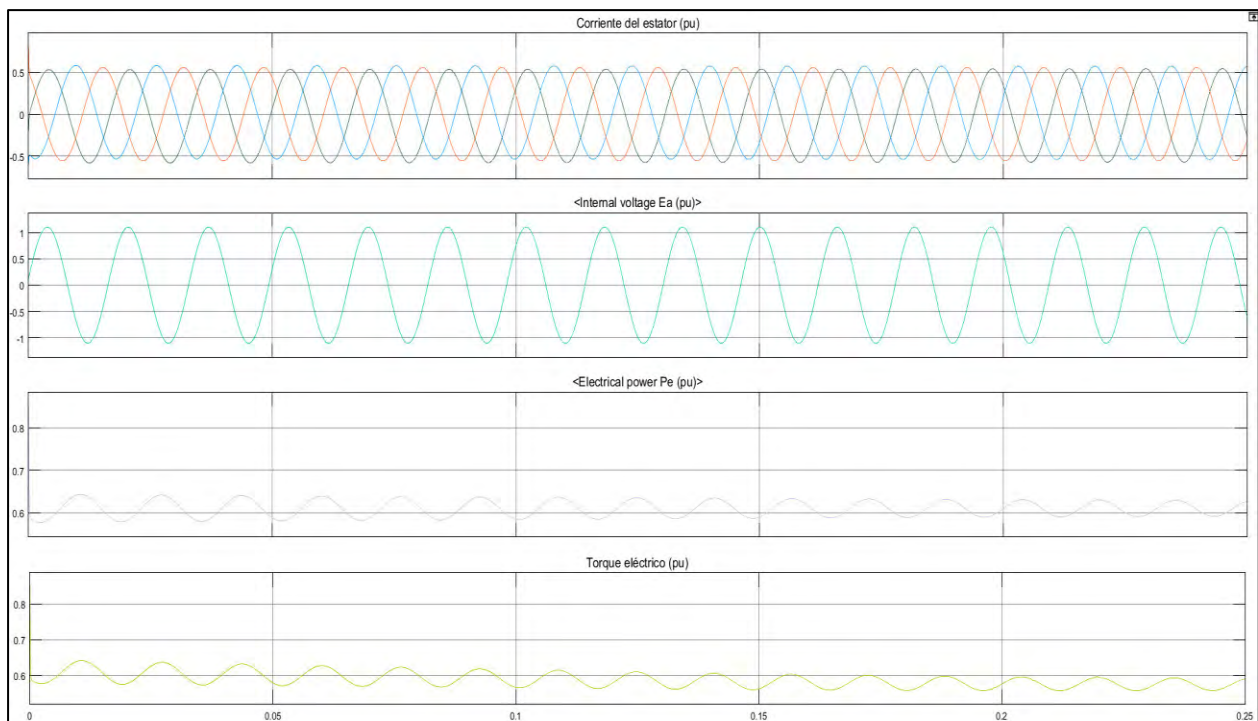
Para nuestro caso:

$$V_m = 624\sqrt{2} = 882.46 [V]$$

Para nuestra simulación, se tiene un tiempo de 0.25 segundos, donde los resultados en pu del generador son los mostrados en la Figura 23.

### Figura 23

(a) Corriente en pu que se entrega a la carga RL; (b) Tensión Interna del Generador en pu; (c) Potencia Activa en terminales del Generador y en pu; (d) Torque Eléctrico en pu del Generador



Respecto a la potencia activa, se observa la dependencia de la corriente producida por el generador el cual tiene una magnitud de 0.3931 pu, respecto a su valor eficaz, y el torque presenta

un conjunto de oscilación, alcanzado la estabilidad de la onda (continua) en un tiempo aproximado de 1 segundo. Para nuestro caso, se consideró que el interruptor aperture las tres fases en un tiempo de 10 segundos, de manera que detengamos el tiempo de simulación.

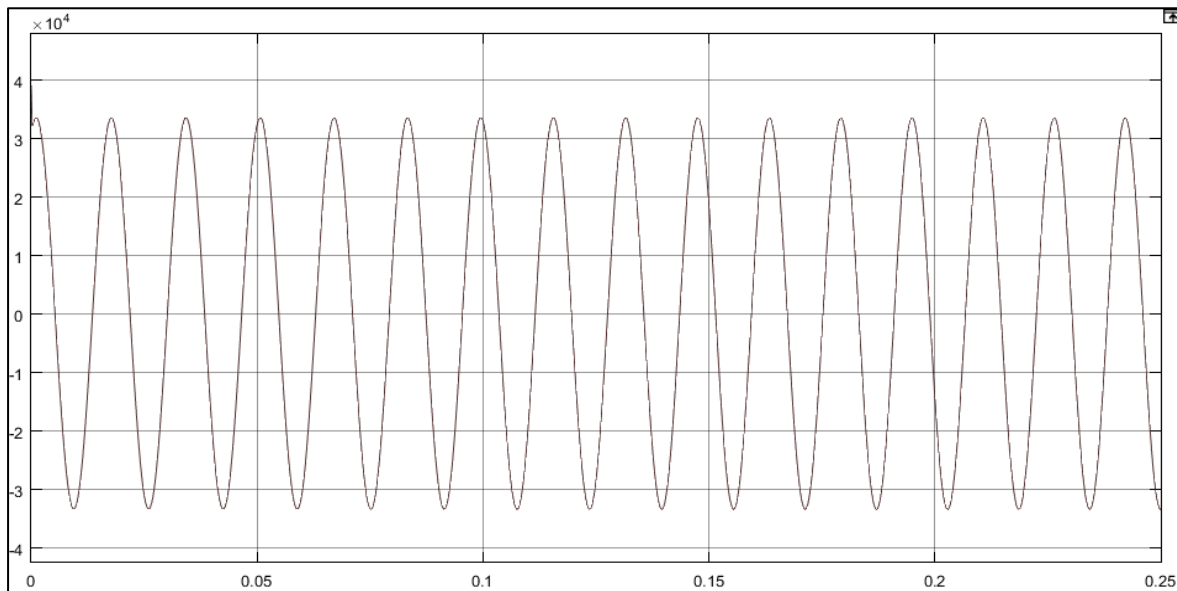
También determinamos la tensión producida en terminales de la carga, mediante la siguiente ecuación:

$$V_c = E_i - (Z_g + Z_t) \cdot I_c \quad (30)$$

Aplicando la ecuación 28, se obtuvo una tensión de 23.314 kV; debido a que se produce una caída de tensión en la impedancia del transformador y del generador (recordar que en terminales del generador se aplicó una tensión de 1.04 pu, respecto a su valor nominal).

### Figura 24

*Voltaje en terminales de la carga de prueba*



La Figura 24, muestra la tensión trifásica producida entre las fases a y b, donde este nivel de tensión permanece constante, con el fin de alimentar nuestra carga de prueba.



## CAPITULO IV

### EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE LA MINI CENTRAL DE AMPARAES

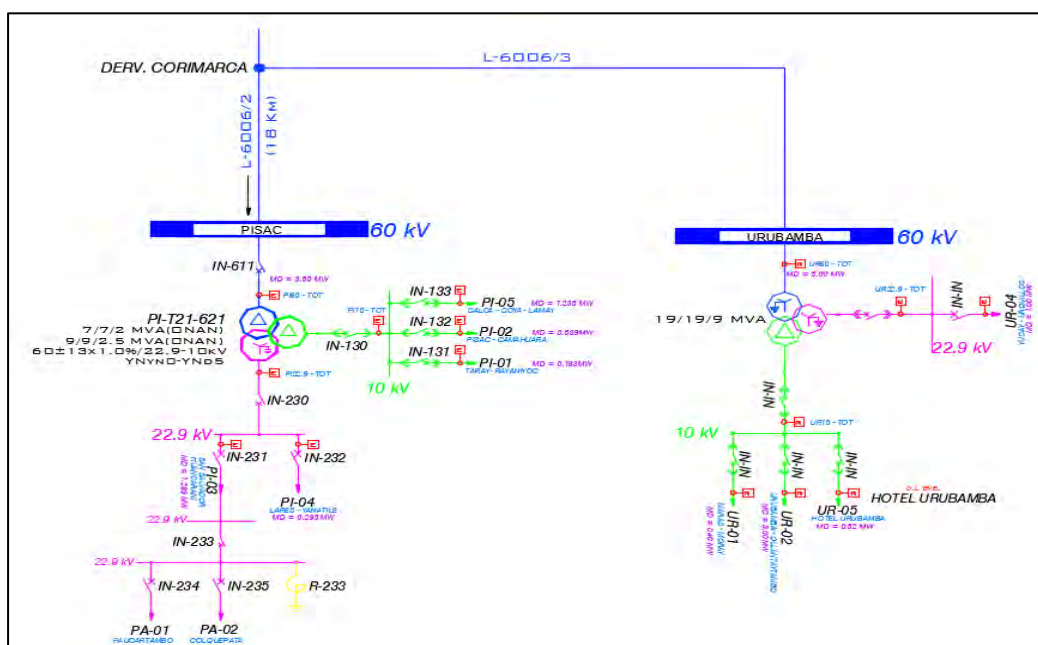
#### 4.1. Sistema de Transmisión de Pisac

Este sistema, nace a partir de la conexión con la línea de Transmisión L-6006/2 en un nivel de tensión de 60 kV, con una longitud de 18 km, desde la derivación en Corimarca, el cual, alimenta a un transformador de 3 devanados con una potencia de 7/7/2 MVA (refrigeración ONAN) y una relación de transformación de  $60 \pm 13x1\%/22.9/ 10$  kV.

Respecto al devanado de 10 kV, se encuentran conectados los alimentadores de Pisac 05; Pisac 02 y Pisac 01, con una demanda promedio de 1.948 MW. En la salida del devanado de 22.9 kV, se tiene dos alimentadores, el Pisac 03 que alimentada también en 22.9 kV a los alimentadores de Paucartambo PA-01 y Colquepata PA – 02, con una demanda promedio de 1.289 MW; mientras que el alimentador de Pisac 04 se conecta también a la barra de 22.9 kV, con una potencia de 0.45121 MW, el cual representa el valor medido del medidor ION IN-232.

**Figura 25**

*Diagrama unifilar del sistema de transmisión de Pisac y Urubamba*



#### 4.2. Sistema de Distribución de Pisac 04

El alimentador de Pisac 04, recorre los sectores de Pisac, Coya, Lamay, Calca, Lares, Choquecancha, Huayllar y Amparaes, a un nivel de tensión de 22.9 kV, con una longitud de 283.853 km, entre conductores AAAC y N2XS2Y. Además, se tiene 116 Transformadores de Distribución, con una potencia instalada total de 1.685 MVA.

Para conectar la Mini Central de Generación Hidráulica, se prevé el diseño de una red de distribución primaria en 22.9 kV, cuya longitud será de 1.165 km, implementados con conductor de 35 mm<sup>2</sup> de Aleación de Aluminio (tipo AAAC), siendo el nodo de conexión en media tensión, de código registrado en ELSE ESE008NMT010425, cuyas coordenadas en el sistema UTM es: Norte 8554472.204 m y Este 831199.22 m.

## Figura 26

*Sistema de Distribución en 22.9 kV de la Conexión de la Mini Central de Generación Eléctrica de Amparaes*



### 4.2.1. Selección del Trazo

En el trazado de la ruta que seguirá la línea de distribución, se tuvo que determinar en función de un conjunto de criterios de diseño, el cual se detalla a continuación:

- Para conservar el criterio de línea, se realizó el diseño con el menor número de ángulos, de manera de obtener una longitud mínima del sistema de distribución.
- Realizar el trazado de la línea de distribución, en zonas que no sean resguardadas por el Ministerio de Cultura – INC, tales como reservas, zonas arqueológicas, etc.
- Eludir zonas con gran densidad poblacional, donde se tiene la dificultad de acceso en el montaje, además de aquellos terrenos que presenten dificultades, como es el caso de terrenos inundables, cerca de zonas de deslizamiento, defensas ribereñas o que geológicamente sean inestables.

- Tratar de realizar el trazado, en zonas que se tengan accesos, como es el caso de caminos o trochas carrózales, de manera que no se tenga dificultades en el transporte de materiales y que sea de fácil montaje al momento de realizar los trabajos constructivos.

#### 4.2.2. *Gestión de Servidumbre*

En el reglamento 219 B4, del código Nacional de Electricidad – CNE; se implanta la distancia mínima que debe tener la franja de servidumbre de los sistemas de transmisión y distribución, en función de los niveles de tensión en las cuales trabaje, de manera que para una tensión de 22.9 kV, se debe considerar 11 m, tal como se muestra en la siguiente Tabla 11

**Tabla 12**

*Faja de Servidumbre de acuerdo al Nivel de Tensión*

TENSION NOMINAL (kV)	ANCHO (m)
De 10 Kv a 15 kV	06 m
De 20 kV - 36 kV	11 m
De 60 Kv - 70 kV	16 m
De 115 kV - 145 kV	20 m
Hasta 220 kV	

### 4.3. Características del Equipamiento del Sistema de Distribución

#### 4.3.1. *Postes y Crucetas*

Para nuestro caso, se considerará postes de concreto armado centrifugado, de una altura de 15 metros de longitud, donde la altura de empotramiento o de izaje será de 2.10 metros, teniendo como altura efectiva 12.9 metros.

De acuerdo al proceso de fabricación según en la norma NTP 339.027, estipula las siguientes características:

**Tabla 13***Características del Poste de C.A.C. de 15/400/210/435*

CARACTERISTICAS	VALOR ESPECIFICO
Material	Concreto Armado Centrifugado
Longitud	15 m
Longitud de Empotramiento	2.1 m
Longitud libre de poste	12.9 m
Resistencia mínima a la compresión	28 MPa (a los 28 días)
Carga de trabajo	400 kg
Coefficiente de seguridad	2.1
Diámetro en la punta	210 mm
Diámetro en la base	435 mm
Tipo de cemento	Portland Tipo I

**4.3.2. Conductores**

De acuerdo a las características de los conductores existente de la red existente, se tiene un conductor de aleación de aluminio AAAC de 35 mm<sup>2</sup>, el cual tiene una capacidad de soporta hasta 160 A, en condiciones de operación nominal, según lo prescrito en las normas ASTM B398, ASTM B99 o IEC 1089.

Para nuestro caso, también se considerará el conductor de AAAC de 35 mm<sup>2</sup>, debido a que tiene una capacidad de poder transmitir potencia aparente, hasta los 6.346 MVA, en condiciones de operación nominal y para un nivel de tensión de 22.9 kV, el cual trabaja todo el alimentador de Pisac 04.

**Tabla 14***Características del Conductor AAAC de 35 mm<sup>2</sup>*

CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR ESPECIFICO
Tensión nominal	Kv	22.9
N° de circuito	Simple Terna	1
Longitud	km	1.165
Tipo de conductor		AAAC
Formacion Hilos x Diametro	Nro x mm	7 x 2.52
Sección Nominal	mm <sup>2</sup>	35
Capacidad de Corriente	A	160
Diámetro exterior	mm	7.6
Tiro de rotura	Kgr	994.5
Resistencia eléctrica a 20 °C	ohm/km	0.952

**4.3.3. Aisladores**

Los aisladores utilizados para la conexión con el sistema de distribución primario de 22.9 kV, serán los recomendados por la misma empresa concesionario que opera este sistema, como es el caso de los aisladores de tipo disco y suspensión de porcelana, clase 52-3, debido a que tiene una elevada línea de fuga y un alto nivel de soporte al flameo eléctrico.

Adicionalmente, en la Tabla 14, se considera los herrajes necesarios para la conexión con los aisladores de porcelana.

**Tabla 15***Características de los Aisladores de Suspensión 52-3*

CARACTERISTICAS	VALOR ESPECIFICO
Material	Porcelana
Tipo	Standard
Acoplamiento	Bola casquillo IEC, 16 mm
Espaciamento	146 mm
Diámetro de fuga mínima	300 mm
Diámetro	273 mm
Carga electromecánico mínima de rotura	80 kN
Sostenimiento a frecuencia industrial	400 A
En seco	80 kV
Bajo lluvia	50 Kv
Sostenimiento baja onda impulso	
Positivo	125 kV
Negativo	130 kV
Tensión de perforación	110 kV
Peso aproximado	3.5 kg

#### 4.4. Transformador de Elevador de Tensión

Se considera un transformador trifásico elevador de tensión, de una potencia nominal de 500 kVA y una relación de transformación igual a 0.6/22.9 kV, debido a que se proyecta la conexión de dos generadores en paralelo, con la finalidad de aprovechar el máximo rendimiento del caudal del río Amparaes.

**Tabla 16**

*Datos del transformador elevador de tensión*

CARACTERISTICAS	UNIDADES	VALOR ESPECIFICO
<b>DATOS GENERALES</b>		
Tipo		Trifásico
Número de unidades		1
Altitud de instalación	msnm	3136
<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS</b>		
Frecuencia nominal	Hz	60
Potencia nominal	kVA	450
Tensión nominal		
Devanado primario	kV	22.9
Devanado secundario	kV	0.6
Nivel de aislamiento media tensión y neutro		
Tensión de sostenimiento a la frecuencia industrial	kVrms	
Numero de bornes		3
Conexión en MT		YΔ
Tensión de corto circuito Vcc	%	2.5
Resistencia en el devanado del estator	%	0.2
Temperatura máxima a potencia nominal (ONAM) y a 40°C de temperatura ambiente y 4000 msnm		
En arrollamiento (método de resistencia)	°C	65
En el aceite, parte superior (medido con termómetro)	°C	60
Clase de aislamiento del bobinado		Clase A

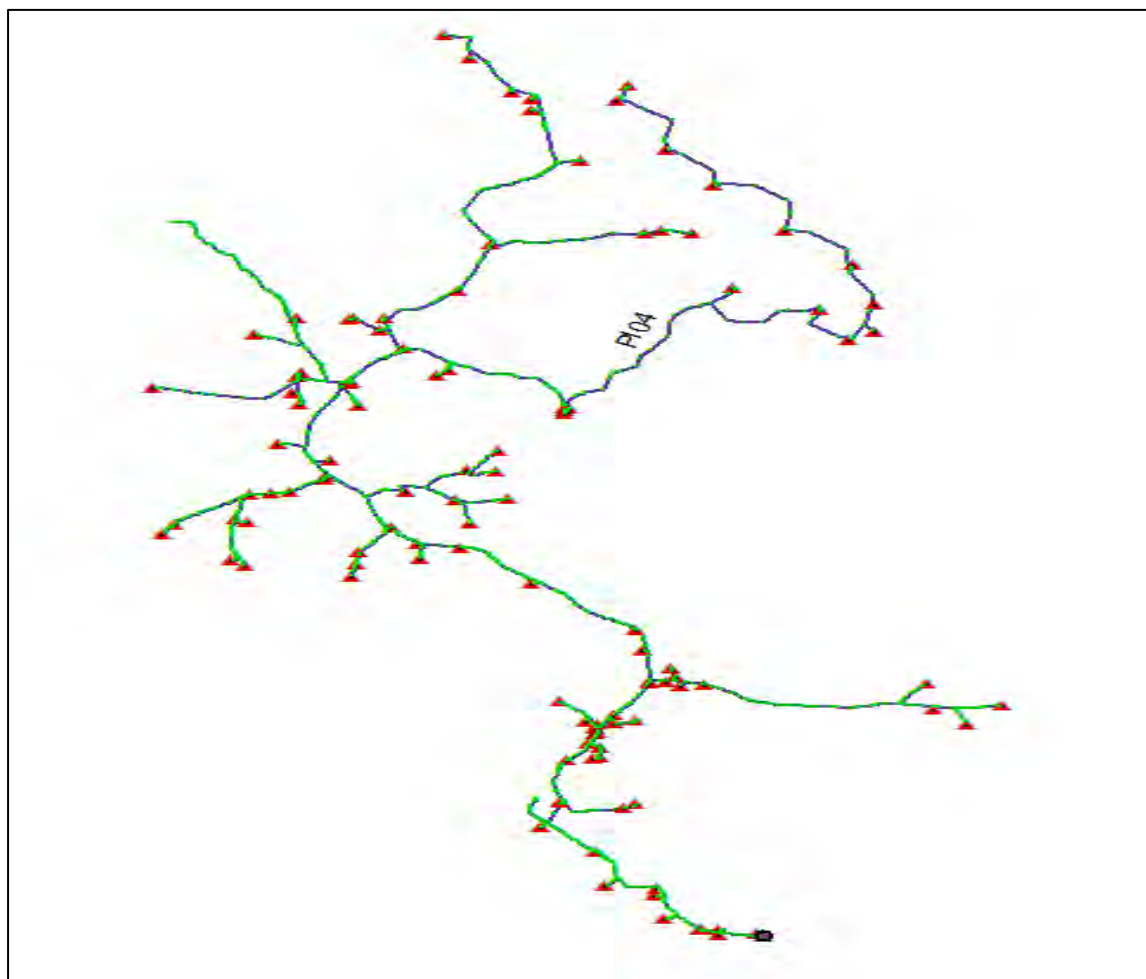
#### 4.5. Situación Actual del Alimentador de Pisac 04

De acuerdo a las características antes mencionadas, el alimentador de Pisac 04 recorre grandes distancias, respecto a su red de distribución primaria, tal como se muestra en la Figura 27, el cual ocasionan caídas de tensión que se encuentran fuera de la NTCSE, siendo igual al 92.64% la tensión más baja alcanzada en nodo BT0080811, respecto a la salida del transformador de

distribución, y del 94.48% la tensión registrada, respecto al nodo de MT0080997, (se adjunta simulación en Neplan del Alimentador de Pisac 04)

**Figura 27**

Sistema de distribución primario del alimentador de Pisac 04

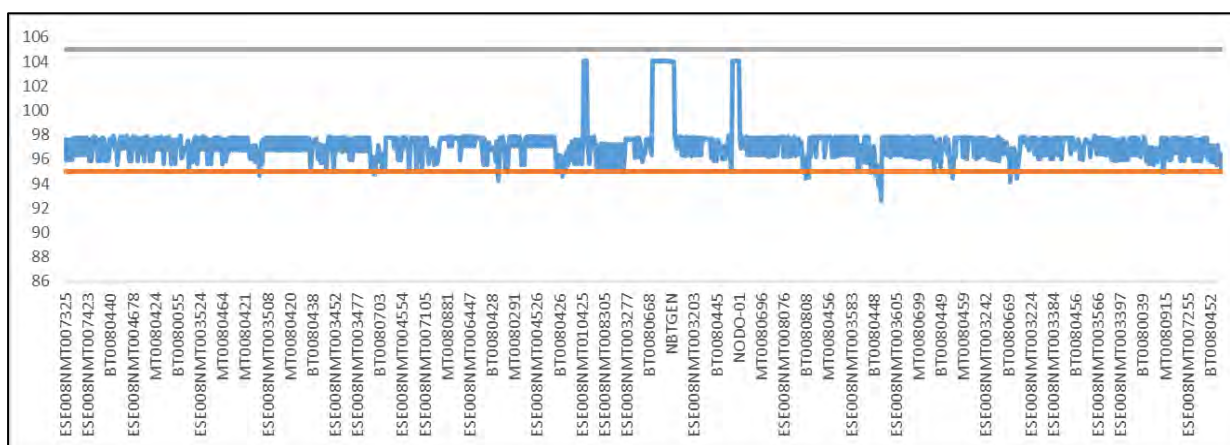


Cabe resaltar, que para nuestro análisis se consideró los datos en máxima demanda, donde no se tiene sobretensiones (todos los valores de los nodos se encuentran en magnitudes menores a 1.05% de su valor nominal)



**Figura 28**

*Niveles de tensión en los nodos del alimentador de Pisac 04*



En la actualidad (año de estudio 2019) se tiene una demanda por parte de los usuarios de 393.68 kW, mientras que la potencia medida en la entrada del alimentador de Pisac 04 es de 451.21 kW, el cual representa la potencia medida del medidor ION.

La diferencia de ambas potencias, representa la cantidad de pérdidas de potencia activa de todo el alimentador, el cual es equivalente a 57.53 kW. Estas pérdidas de potencia, representan:

- Las pérdidas por efecto Joule en las líneas de distribución.
- Las pérdidas del cobre de los transformadores de distribución.
- Las pérdidas en el hierro de los transformadores de distribución.

Asimismo, las pérdidas se encuentran en el 12.75 % de toda la potencia entregada al alimentador de Pisac 04, por lo que se encuentra dentro de los márgenes permitidos por el Osinergmin, respecto a la operación de dicho alimentador.

Adicionalmente, se tiene unas pérdidas de potencia reactiva de -327.93 kVAR, debido al efecto capacitivo de las líneas de distribución aérea, el cual tiene una longitud total de 283.853 km

y una potencia reactiva inyectada por el alimentador de 278.25 kVAR, siendo dichos valores simulados en la herramienta Neplan 5.55, y mostrados en la Tabla 16.

**Tabla 17**

*Resultados del Flujo de Potencia del Alimentador de Pisac 04*

Perdidas P [kW]	Perdidas Q [kVAR]	P Gen [kW]	Q Gen [kVAR]	P Carga [kW]	Q Carga [kVAR]
57.53	-327.93	451.21	-278.25	393.68	49.68

#### **4.6. Situación del Alimentador de Pisac 04 con Interconexión de la Mini Central de Amparaes**

Dentro de la herramienta Neplan, la mini central de generación Hidroeléctrica, se modelo como una barra de tipo PV, reajustando la tensión en el nodo proyectado en 1.04 pu (equivalente a 624 voltios) y una potencia activa inyectada de 300 kW.

Para conservar el balance de potencia en todo el alimentador, la red equivalente (se modelo la inyección de potencia al alimentador, por una red equivalente) inyecta una potencia activa de 139.69 kW, debido a que la demanda se conserva constante, y las pérdidas son iguales a 46.01 kW.

Como podemos observar en la Tabla 17, las pérdidas disminuyeron, representando ahora el 10.46% de toda la potencia entregada tanto por la mini central de generación y la red equivalente.

Esto significa una mejora en la operación del alimentador, al igual que una menor inyección de potencia, por parte del sistema (red equivalente), teniendo de esta manera, un mayor margen de inyección de potencia activa, el cual ayudara enormemente en la planificación futura de todo el alimentador.

**Tabla 18**

*Resultados del Flujo de Potencia, del Alimentador de Pisac 04, con la Interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica de Amparaes*

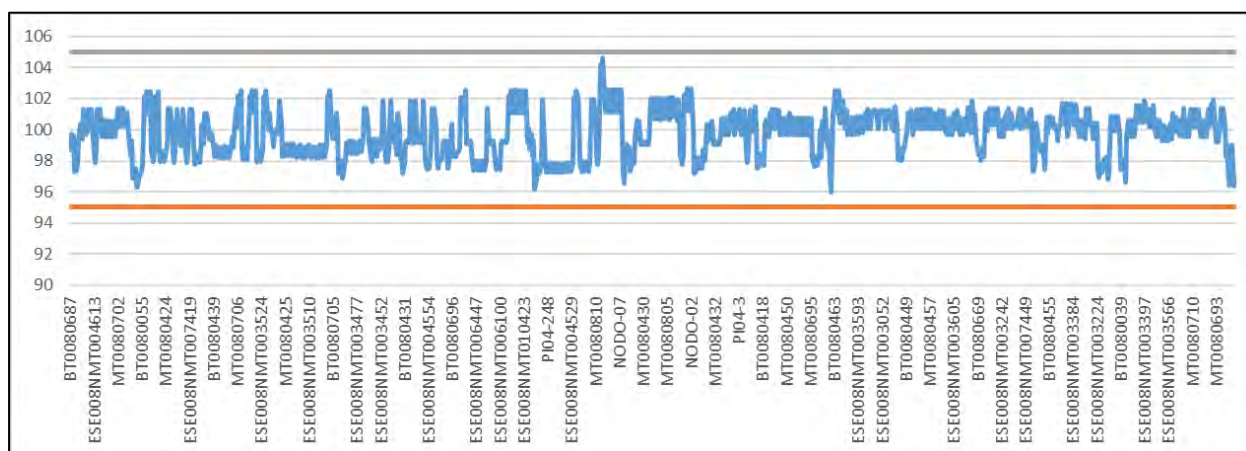
Perdidas P [kW]	Perdidas Q [kVAR]	P Gen [kW]	Q Gen [kVAR]	P Carga [kW]	Q Carga [kVAR]
46.01	-326.18	439.69	-276.5	393.68	49.68

En ambos casos (con y sin interconexión de la mini central), las pérdidas consideradas en los cálculos corresponden a las pérdidas de los transformadores y las líneas de distribución.

Respecto a los niveles de tensión en los nodos del alimentador, se observa que todos se encuentran dentro de los niveles establecidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicio NTCSE, donde no se tiene sobretensiones ni subtensiones. Esto significa que existe un control y mejorar en los niveles de tensión, por la inyección de potencia de la mini central de generación, tal como se muestra en la Figura 29.

**Figura 29**

*Niveles de Tensión en los Nodos del Alimentador de Pisac 04, con la Interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica*



Con relación a los niveles de cargabilidad, en ambos casos, no se tuvo cambios sustanciales, respecto a los transformadores y líneas de distribución, por lo que se queda registrado en las simulaciones en Neplan, del modelamiento de todo el alimentador de Pisac 04.

## CONCLUSIONES

**Primera.** El diseño de la Mini Central de Generación Hidroeléctrica, mejora las condiciones de la operación del alimentador de Pisac 04, debido a que se produce una menor inyección de potencia por parte de sistema, para abastecer la demanda, siendo este, compensada por nuestra generación distribuida.

**Segunda.** Con la ayuda de los datos obtenidos en campo, respecto a los recursos hídricos del río Amparaes, se pudo diseñar la turbina utilizada y la potencia de diseño, necesarias para el dimensionamiento del generador síncrono, el cual se consideró para nuestro caso de estudio igual a 375 kVA.

**Tercera.** La interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica, mejoró los niveles de tensión, tal como se muestra en la Figura 29, donde se encuentran dentro de los márgenes de seguridad, establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio NTCSE.

**Cuarta.** Con la interconexión de la Mini Central Hidroeléctrica, se logró reducir las pérdidas de 12.45% a 10.46%, respecto a la inyección de potencia, mientras que los niveles de cargabilidad de los elementos de distribución no tuvieron mejoras, debido a la robustez y sobredimensionamientos de estos.

## RECOMENDACIONES

**Primera.** Que, para mejorar la operación de los sistemas de distribución, las empresas concesionarias deben utilizar nuevas tecnologías e incluir la utilización de la generación distribuida GD, de manera de reducir las pérdidas y caídas de tensión del sistema, de acuerdo a la normatividad vigente.

**Segunda.** Iniciar con proyectos pilotos de generación distribuida en redes de baja tensión y media tensión que darían solución a la problemática actual de calidad de suministro.

## BIBLIOGRAFIA

- Aldoma Peña, G., & Massagues Vidal, L. (2010). *"Diseño de una Central de Biomasa de 1 MW, Ampliable a 2 MW"*. Tesis para optar al Título de Ingeniería Técnica Industrial Eléctrica, Universidad de Universitat Rovira I Virgili, España , Cataluña.
- Chanchaya Cortez , C., & Chero Valencia , L. E. (2014). *"Estudio y diseño a Nivel Preliminar de una Pequeña Central Hidroeléctrica en el Distrito de Comas; Provincia de Concepción Perteneciente al Departamento de Junín"*. Tesis para optar al título de Ingeniero Civil, Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Junín.
- COES. (2019). *Evaluación Anual* (Versión 01 ed.). Dirección Ejecutiva.  
<https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionAnual>
- COES SINAC. (2013). *PR-02: Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN*.
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2019). *"Memoria Anual 2019"*.
- Cruzado Diaz, W. (2013). *"Proyecto de Evaluación Técnica - Económica para la Construcción de una Micro Central Hidroeléctrica de 42 kW usando el Efecto de Osmosis en la Desembocadura del Rio Rímac"*. Tesis para optar al título profesional de Ingeniero Electricista , Universidad Nacional de Ingeniería.
- Gomez Exposito, A., Martinez Ramos, J., Rosendo Macias, J., Romero Ramos, J., & Riquelme Santos, J. (2003). *Sistemas Eléctricos de Potencia*. Editorial Prentice Hall.
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1996). *Analisis de Sistemas de Potencia*. Editorial McGRAW HILL.
- Magaña Saldaña, C. M., Sánchez, R. E., & Orellana Rivera, S. T. (2011). *"Análisis de las Normativas Requeridas para la Interconexión Efectiva de Pequeñas Centrales de Energías Renovables en Sistemas de Distribución. Caso Específico: Mini Central Hidroeléctrica la Chácara"*. Universidad de Centro América, José Simeón Cañas , El Salvador.
- Mendoza Huillcahuaman , R., & Huayllapuma Ramírez. (2014). *"Proyecto de factibilidad de la mini central hidroeléctrica Maniri"*. Tesis para optar al titulo profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, Cusco.
- Nasar, S. A. (1995). *Sistemas Eléctricos de Potencia*. Editorial McGRAW HILL.
- Oviedo Ojeda, M. (2015). *"Interconexion de la Central Hidroelectrica de Langui II al Sistema Electrico Interconectado Nacional - SEIN"*. Tesis para optar al titulo profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, Cusco, Cusco.
- Quantz, L., & Garrigosa, A. (1944). *"Motores Hidráulicos"* (3ra Edición. ed.). Editorial Gustavo Gili.

- Quiñonez Urosa, H. R. (2009). *"Manual para la Interconexión a la Red Eléctrica de un Generador de Energías Renovables - Informe de Pasantía"*. Informe de Pasantía" Informe para optar al título profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Simón Bolívar Sartenejas - Venezuela.
- Valencia Quintero, J. P. (2008). *"Generación Distribuida - Democratización de la Energía Eléctrica; Criterio Libre"*. Universidad Nacional de Colombia , Bogotá.
- Villanueva Ure, R. (2012). *"Procedimientos para Determinar el Caudal Ecológico en las Centrales Hidroeléctricas Ubicadas en los Cauces de los Ríos Costero del Perú"* (1ra Edición ed.). Lima: Proyecto Digital XIX CONEIMERA.



# ANEXO

## **ANEXO 01: Cuadros Fotográfico**

**Fotografía 01: Medición del aforo en el rio de Amparaes**



**Fotografía 02: Toma de Datos del caudal del rio Amparaes**

