

# Universidad Católica de Santa María

**Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales**

**Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica**

**Eléctrica y Mecatrónica**



**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EN UNA PLANTA DE TRATAMIENTO  
DE AGUAS RESIDUALES DE AREQUIPA”**

Tesis presentada por el Bachiller:

**Quibajo Choquehuayta, Carlos Alberto**

Para optar el Título Profesional de

**Ingeniero Mecánico**

**Asesor:**

**Dr. Fernández Barriga, Camilo Grimaldo**

**Arequipa- Perú**

**2019**



Universidad Católica  
de Santa María

AREQUIPA-PERÚ

(51 54) 382038 <http://www.ucsm.edu.pe> [facebook.com/ucsm.edu.pe](https://www.facebook.com/ucsm.edu.pe)

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA  
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA

INFORME DICTAMINATORIO

VISTO

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

**“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA  
IMPLEMENTACION DE UNA MINICENTRAL  
HIDROELECTRICA EN UNA PLANTA DE  
TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES DE  
AREQUIPA”**

Presentado por el Bachiller:

QUIBAJO CHOQUEHUAYTA CARLOS ALBERTO

Nuestro **DICTAMEN** es:

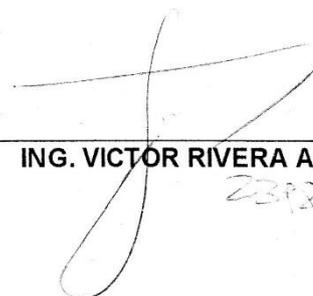
APROBADO

OBSERVACIONES: NINGUNA

Arequipa, 28 Noviembre 2019



ING. CAMILO FERNANDEZ BARRIGA



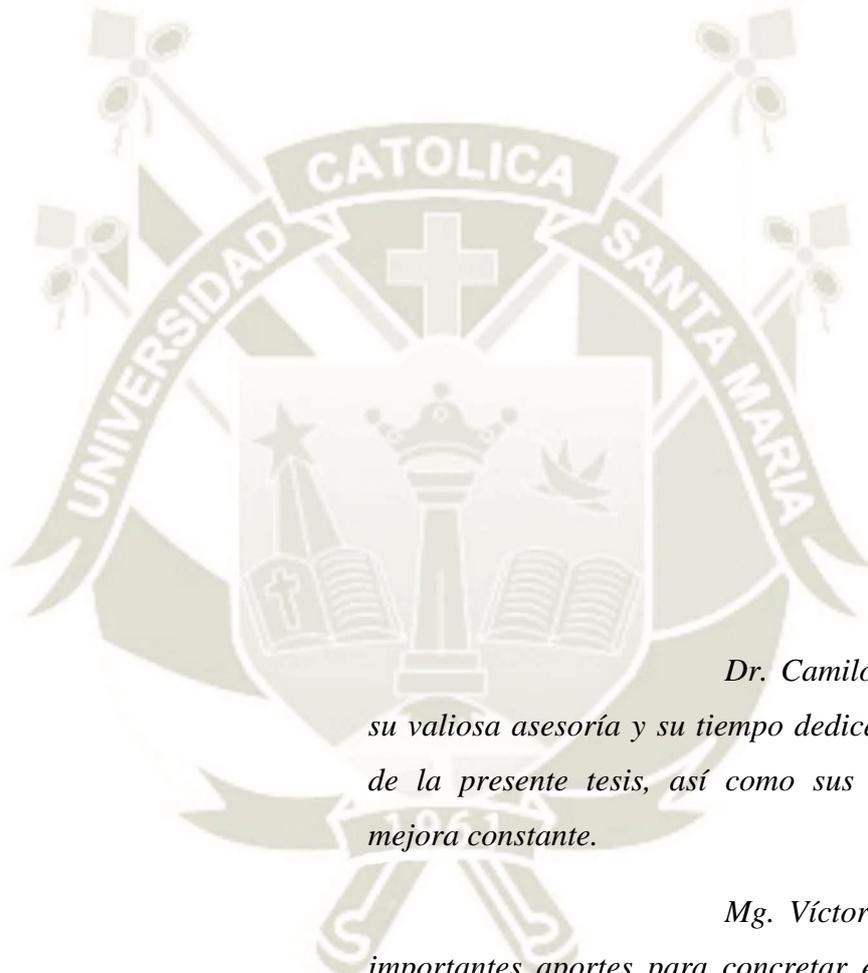
ING. VICTOR RIVERA ACOSTA

### *Dedicatoria*

*La realización del presente proyecto de tesis está dedicada con el gran amor y gratitud que un hijo les debe a sus padres, Alberto y Mariluz, mis ejemplos de perseverancia y superación, quienes me inculcaron los valores, contribuyeron a mi formación personal y me guiaron en el camino de Dios. Y a una bella persona que Dios puso en mi camino, para motivarme a emprender este gran reto.*



## *Agradecimientos*



*Dr. Camilo Fernández, por su valiosa asesoría y su tiempo dedicado a la revisión de la presente tesis, así como sus aportes para la mejora constante.*

*Mg. Víctor Rivera, por sus importantes aportes para concretar este trabajo, con los temas eléctricos requeridos.*

*Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica Eléctrica y Mecatrónica y al personal integrante, por la eficiencia en la gestión documentaria necesaria.*

## RESUMEN

El presente proyecto “*Estudio de prefactibilidad para la implementación de una minicentral hidroeléctrica en una planta de tratamiento de aguas residuales de Arequipa*” ubicado en el departamento y provincia del mismo nombre, considera un estudio para evaluar la viabilidad técnico-económica del proyecto y energía potencial disponible y aprovechable en el vertimiento del agua residual **tratada** desde la planta PTAR hacia el cauce del río Chili.

Se realizó un análisis de la demanda de potencia y energía eléctrica de la Planta de Pretratamiento y dos estaciones de bombeo existentes, energizados desde la subestación eléctrica 88 del área donde se espera aprovechar la energía generada. Además, estimé la disponibilidad hídrica de la caída de agua bruta de 173 m, calculando un **caudal de diseño** óptimo de **514 LPS** mediante el análisis de la curva de caudales y tendencia gráfica horaria, desde la data histórica del medidor de flujo existente (capítulo III).

Se comprobó los parámetros de diseño de la cámara de carga y tubería de fuerza (existentes) y dimensioné el equipo electromecánico para el proyecto, así como el cálculo de la caída neta, factor de planta de 0.626, comprobación del diámetro económico de 48”, y selección de la turbina Pelton para una potencia en el eje de 773 kW y una potencia eléctrica de 643 kW, como valor final (capítulo IV).

Se realizó una evaluación y selección de componentes con la recomendación de dos proveedores especialistas (ZECO y GEPPERT) para la propuesta de instalación de los equipos electromecánicos (Capítulo V).

Se realizó un análisis preliminar de impacto ambiental, que describe los impactos positivos y negativos de la implementación del proyecto, así como la propuesta de medidas generales para el control y mitigación de los efectos (capítulo VI).

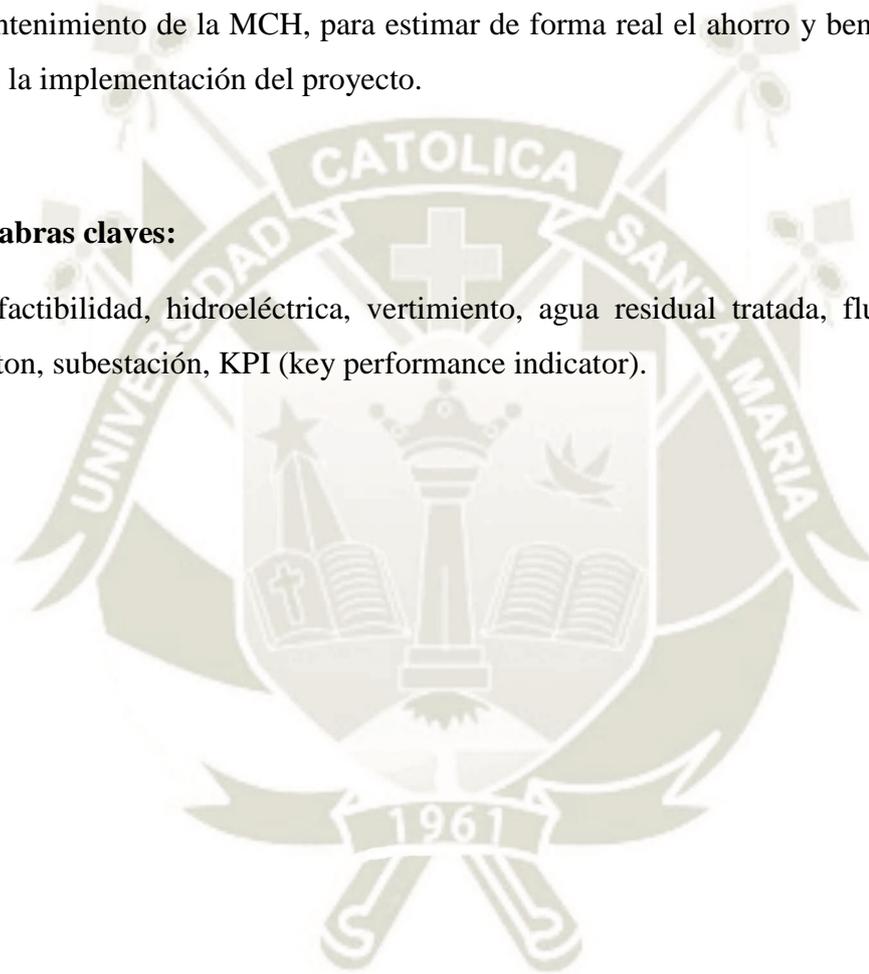
Se realizó la evaluación económica de los costos de inversión para la implementación del proyecto, el flujo de caja para un tiempo de 6 años donde calculé los principales indicadores de costos (KPI) que determinan la viabilidad económica del

proyecto, VAN positivo, TIR mayor al esperado, y relación costo beneficio mayor a 1; considerando un costo de producción de energía competitivo de 0.626 US\$/kWh (capítulo VII).

El flujo de caja realizado es la principal herramienta para la toma de decisiones sobre el proyecto, y por ello considera todos los aspectos de la energía a aprovechar según estudio de demanda, ahorro de costos del sistema EDS actual y costos de mantenimiento de la MCH, para estimar de forma real el ahorro y beneficios obtenidos con la implementación del proyecto.

**Palabras claves:**

Prefactibilidad, hidroeléctrica, vertimiento, agua residual tratada, flujómetro, turbina Pelton, subestación, KPI (key performance indicator).



## ABSTRACT

The present project *"Prefeasibility study for the implementation of a hydroelectric mini-power plant in a wastewater treatment plant WWTP of Arequipa"* located in the department and province of the same name, considers a study to assess the feasibility of the project and potential energy available and usable in the discharge of treated wastewater from the WWTP plant to the Chili riverbed.

An analysis of the power and electrical energy demand of the Pretreatment Plant and two existing pumping stations was carried out, energized from the electrical substation 88 of the area where the energy generated is expected to be used. In addition, I estimated the water availability of the raw water fall of 173 m, calculating an optimal design flow rate of 514 L/s by analyzing the flow curve and hourly graphic trend, from the historical data of the flowmeter existing (Chapter III).

The design parameters of the load chamber and force pipe were checked (existing) and sized the electromechanical equipment for the project, as well as the calculation of the net drop, plant factor of 0.626, verification of the economic diameter of 48", and selection of the Pelton turbine for a shaft power of 773 kW and an electric power of 643 kW, as the final value (chapter IV).

An evaluation and selection of components was carried out with the recommendation of two specialist suppliers (ZECO and GEPPERT) for the proposed installation of electromechanical equipment (Chapter V).

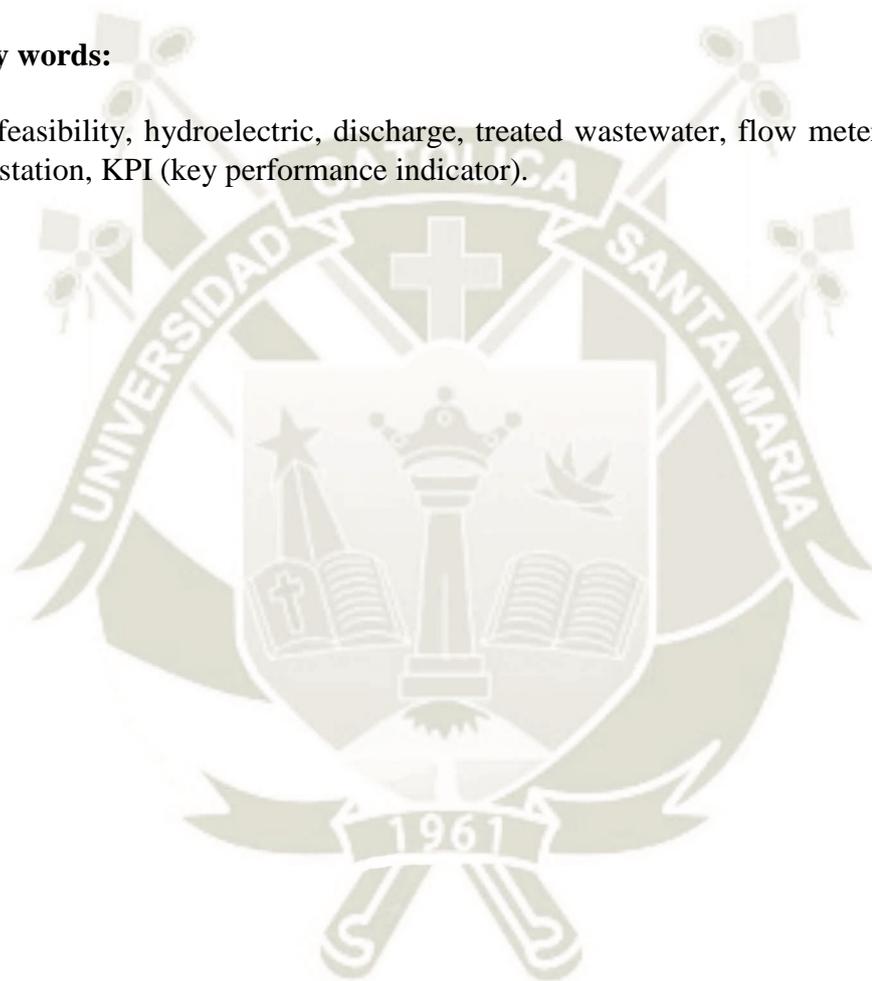
A preliminary environmental impact analysis was carried out, which describes the positive and negative impacts of the project implementation, as well as the proposal of general measures to control and mitigate the effects. (Chapter VI).

The economic evaluation of the investment costs for the implementation of the project was carried out, the cash flow for a period of 6 years where I calculated the main cost indicators (KPI) that determine the economic viability of the project, GO positive, IRR greater than expected, and cost benefit ratio greater than 1; considering a cost of competitive energy production of US\$ 0.626 / kWh (Chapter VII).

The cash flow carried out is the main tool for making decisions about the project, and therefore considers all aspects of the energy to be used according to demand study, cost savings of the current EDS system and maintenance costs of the MCH, to really estimate the savings and benefits obtained with the implementation of the Project.

**Key words:**

Prefeasibility, hydroelectric, discharge, treated wastewater, flow meter, Pelton turbine, substation, KPI (key performance indicator).



## INTRODUCCIÓN

Actualmente el Perú presenta carencia de suministros de energía eléctrica en varios lugares alejados de las principales ciudades del país, en especial en las zonas y pueblos rurales, ya que las centrales hidroeléctricas priorizan la atención a los grandes consumidores del sector industrial y minero. Es por tal razón que las diferentes industrias deben centrar esfuerzos en aprovechar y optimizar la utilización de la energía eléctrica suministrada desde el sistema interconectado nacional, considerando como beneficio adicional el ahorro de costos, ya que, en el futuro la demanda se irá incrementando conforme al desarrollo, avances y adelantos tecnológicos del país. Somos conscientes que constantemente existe una necesidad creciente de suministros de energía tanto para la población como para el desarrollo de la industria.

Dentro de los sistemas de energía hidráulica, los sistemas de **minigeneración son una pequeña contribución en el suministro de la red, desde valores de 300 kW a 10 MW**. Los sistemas de micro generación son más pequeños y generalmente no aportan energía eléctrica a la red nacional, estos se utilizan en áreas apartadas donde no llega la red.

Generalmente la minigeneración constituye una alternativa económica a la red ya que con los mini hidro sistemas independientes se ahorra el costo de las líneas de transmisión, además de que los sistemas de extensión de la red están compuestos por equipo de alto costo.

## ÍNDICE

**DEDICATORIA**

**AGRADECIMIENTO**

**RESUMEN**

**ABSTRACT**

**INTRODUCCIÓN**

<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....</b>	<b>2</b>
<b>1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>2</b>
<b>1.2. OBJETIVOS .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.1. OBJETIVO GENERAL .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....</b>	<b>3</b>
<b>1.3. ALCANCES .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4. JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>4</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>7</b>
<b>2.1. ENERGÍA HIDRÁULICA .....</b>	<b>7</b>
<b>2.2. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....</b>	<b>7</b>
<b>2.3. TIPOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....</b>	<b>8</b>
<b>2.4. COMPONENTES DE PEQUEÑAS CENTRALES     HIDROELÉCTRICAS.....</b>	<b>10</b>
<b>2.5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA MCH.....</b>	<b>13</b>
<b>2.6. ESTUDIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MCH.....</b>	<b>13</b>
<b>2.7. CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE     CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....</b>	<b>14</b>
<b>2.7.1. Obras de Captación.....</b>	<b>15</b>
<b>2.7.2. Canal de Conducción .....</b>	<b>16</b>
<b>2.7.3. Desarenador .....</b>	<b>17</b>
<b>2.7.4. Cámara de Carga .....</b>	<b>18</b>
<b>2.7.5. Tubería forzada .....</b>	<b>21</b>
<b>2.7.6. Bloques de apoyo .....</b>	<b>24</b>
<b>2.7.7. Eficiencias típicas del sistema para una minicentral: .....</b>	<b>27</b>
<b>2.8. TURBINAS HIDRÁULICAS .....</b>	<b>28</b>
<b>2.8.1. Clasificación.....</b>	<b>28</b>

2.8.2.	Selección de turbinas.....	29
2.9.	SECTOR ELÉCTRICO PERUANO .....	32
2.9.1.	Comité de operación económica del sistema COES.....	32
3.	ESTUDIOS TÉCNICOS BÁSICOS .....	34
3.1.	DEMANDA .....	34
3.1.1.	Planta de Pretratamiento .....	37
3.1.2.	Estaciones de bombeo 1B y 2B.....	40
3.1.3.	Proyección de la demanda .....	41
3.2.	HIDROLOGÍA .....	41
3.2.1.	Descripción del Vertimiento.....	42
3.2.2.	Pluviometría.....	42
3.2.3.	Análisis estadístico de la información de Caudales.....	42
3.2.4.	Evaluación de un Nuevo Caudal de Diseño Empleando una Cámara de Regulación .....	52
3.2.5.	Proyección de Caudales de la PTAR .....	58
3.2.6.	Transporte de sólidos y sedimentos .....	59
3.3.	GEOLOGÍA .....	60
4.	INGENIERÍA BÁSICA DEL PROYECTO .....	67
4.1.	DIAGRAMA Y CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.....	67
4.2.	DIMENSIONAMIENTO DE COMPONENTES Y EQUIPOS .....	68
4.2.1.	Obras de Captación.....	68
4.2.2.	Tubería de fuerza .....	68
4.2.3.	Cámara de Carga .....	79
4.2.4.	Selección del tipo de turbina .....	84
4.2.5.	Dimensionamiento del generador y transformador.....	88
5.	EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE COMPONENTES .....	91
5.1.	RESUMEN DE COMPONENTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN .	91
5.2.	CARACTERÍSTICAS DE COMPONENTES.....	92
5.2.1.	Turbina Pelton.....	92
5.2.2.	Generador sincrónico.....	95
5.2.3.	Válvula de mariposa .....	96
5.2.4.	Unidad hidráulica.....	97
5.2.5.	Sistema de Control .....	99
5.2.6.	Sistema de Control y monitoreo.....	101

5.2.7.	Sistema de Distribución .....	101
5.2.8.	Sistema de Protección .....	105
5.2.9.	Sistema de sincronismo .....	108
5.2.10.	Transformador de potencia.....	109
5.2.11.	Celdas de media tensión.....	111
5.2.12.	Cables .....	112
5.2.13.	Sensores .....	113
5.3.	PRE-COMMISIONAMIENTO .....	114
5.4.	SUPERVISIÓN DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA.....	115
5.5.	CAPACITACIÓN DE PERSONAL .....	116
6.	ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL.....	118
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	118
6.2.	IMPACTOS POTENCIALES DEL PROYECTO .....	118
6.2.1.	Impactos negativos .....	118
6.2.2.	Impactos positivos .....	119
6.3.	PROGRAMA DE MITIGACIÓN.....	120
6.3.1.	Medidas generales adoptadas.....	120
6.3.2.	Medidas específicas adoptadas.....	120
6.4.	PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL .....	122
6.4.1.	Monitoreo de calidad del agua .....	122
6.4.2.	Monitoreo de calidad del aire.....	125
6.4.3.	Monitoreo de niveles sonoros .....	125
6.4.4.	Monitoreo de vibraciones .....	126
6.4.5.	Monitoreo de campos electromagnéticos .....	126
6.4.6.	Monitoreo de suelos.....	126
7.	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	129
7.1.	COSTOS.....	129
7.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	131
7.2.1.	Rentabilidad o Costo de Oportunidad del Capital Propio (COK).....	131
7.2.2.	Costo de capital promedio ponderado (WACC) .....	131
7.2.3.	Consideraciones finales.....	132
	CONCLUSIONES .....	137
	RECOMENDACIONES .....	138
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139

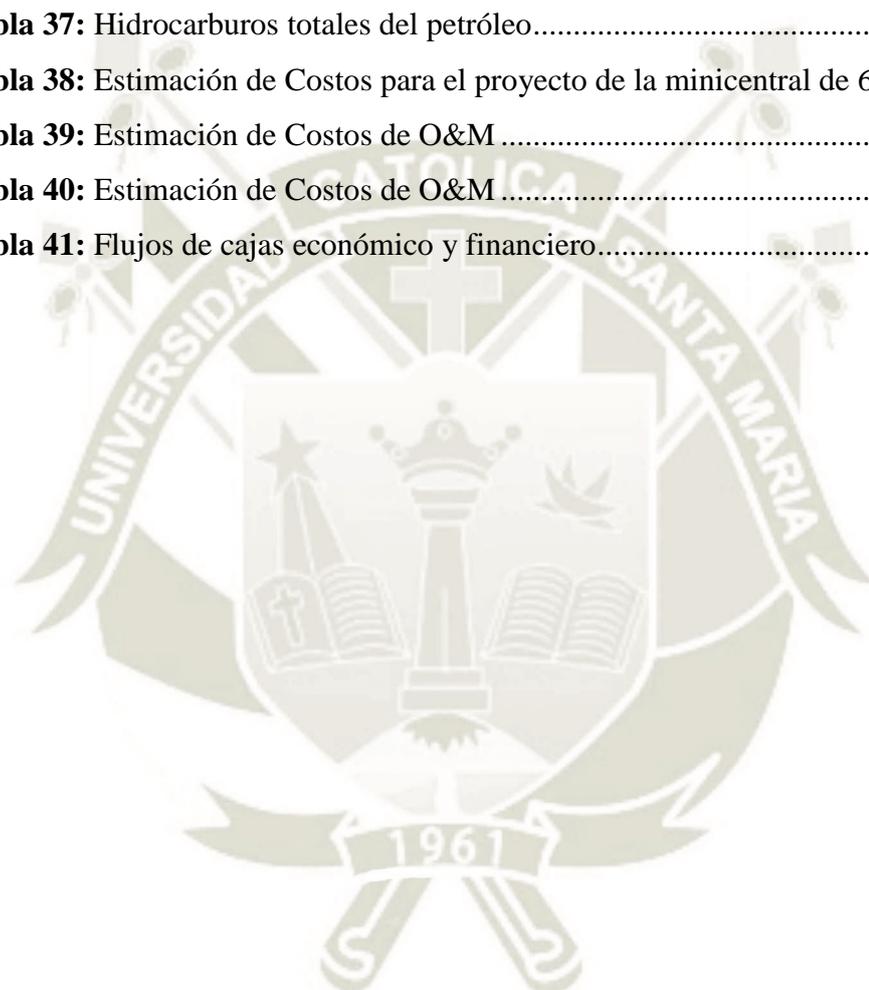
<b>ANEXOS .....</b>	<b>140</b>
<b>ANEXO A: COTIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO (VENDOR: ZECO HYPROPOWER) .....</b>	<b>141</b>
<b>ANEXO B: TURBINA PELTON DE LA MCH DE ADINELSA, CATAJAMBO (VENDOR: ZECO HYPROPOWER) .....</b>	<b>142</b>
<b>ANEXO D: COTIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO (VENDOR: GEPPERT) .....</b>	<b>145</b>
<b>ANEXO E: COTIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (VENDOR: DELCROSA).....</b>	<b>146</b>
<b>ANEXO F: MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS INSTALADAS POR EL VENDOR ZECO .....</b>	<b>148</b>
<b>ANEXO G: ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN DE LA MCH EN LA PLANTA DE PRETRATAMIENTO, CONGATA .....</b>	<b>152</b>



## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas según su potencia .....	9
<b>Tabla 2:</b> Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas según su caída .....	10
<b>Tabla 3:</b> Coeficientes de rozamiento .....	27
<b>Tabla 4:</b> Características principales de turbinas hidráulicas .....	30
<b>Tabla 5:</b> Equipos eléctricos de la Planta de Pretratamiento.....	37
<b>Tabla 6:</b> Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2017 .....	38
<b>Tabla 7:</b> Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2018 .....	39
<b>Tabla 8:</b> Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2019 .....	39
<b>Tabla 9:</b> Registro de Caudales promedio diarios del vertimiento de PTAR.....	45
<b>Tabla 10:</b> Datos estadísticos obtenidos.....	45
<b>Tabla 11:</b> Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales diarios .....	46
<b>Tabla 12:</b> Análisis de caudal medio diario, potencia y energía relativa .....	46
<b>Tabla 13:</b> Registro de Caudales promedio horarios del vertimiento de PTAR .....	49
<b>Tabla 14:</b> Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales horarios... ..	49
<b>Tabla 15:</b> Análisis de caudal medio horario, potencia y energía relativa .....	50
<b>Tabla 16:</b> Registro de Caudales promedio horarios con Cámara de regulación.....	54
<b>Tabla 17:</b> Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales horarios... ..	54
<b>Tabla 18:</b> Análisis de caudal medio horario, potencia y energía relativa .....	54
<b>Tabla 19:</b> Volúmenes horarios en la Cámara de regulación .....	56
<b>Tabla 20:</b> Proyección de caudales de afluente a la PTAR .....	58
<b>Tabla 21:</b> Proyección de caudales de vertimiento al río Chili .....	59
<b>Tabla 22:</b> Calidad de SST del efluente de la PTAR .....	60
<b>Tabla 23:</b> Tabla de rugosidad absoluta de materiales .....	71
<b>Tabla 24:</b> Rugosidad absoluta de materiales .....	72
<b>Tabla 25:</b> Parámetros de diseño de la minicentral .....	75
<b>Tabla 26:</b> Valores $N_s$ para selección del número de chorros en la turbina Pelton .....	86
<b>Tabla 27:</b> Características principales de turbinas hidráulicas .....	87
<b>Tabla 28:</b> Generadores síncronos.....	89
<b>Tabla 29:</b> Listado de componentes para implementar la MCH .....	92
<b>Tabla 30:</b> Rendimiento del generador.....	96

<b>Tabla 31:</b> Tipo de Cables para la instalación.....	112
<b>Tabla 32:</b> Parámetros de calidad ambiental del agua ECA Categoría 3 .....	124
<b>Tabla 33:</b> Parámetros máximos para efluentes líquidos de actividades eléctricas .....	124
<b>Tabla 34:</b> Estándares de calidad ambiental del aire .....	125
<b>Tabla 35:</b> Estándares de Calidad Ambiental para Ruido .....	125
<b>Tabla 36:</b> Límites máximos permisibles ICNIRP para 60 Hz .....	126
<b>Tabla 37:</b> Hidrocarburos totales del petróleo.....	127
<b>Tabla 38:</b> Estimación de Costos para el proyecto de la minicentral de 643 kW .....	130
<b>Tabla 39:</b> Estimación de Costos de O&M .....	132
<b>Tabla 40:</b> Estimación de Costos de O&M .....	133
<b>Tabla 41:</b> Flujos de cajas económico y financiero.....	135



## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Procesamiento de las aguas residuales en la PTAR.....	2
<b>Figura 2:</b> Diagrama general del vertimiento de la PTAR.....	3
<b>Figura 3:</b> Válvula disipadora de energía tipo MOV de 24”.....	5
<b>Figura 4:</b> Ciclo Hidrológico de los ríos y su aprovechamiento.....	7
<b>Figura 5:</b> Minicentral hidráulica de derivación.....	8
<b>Figura 6:</b> Minicentral hidráulica de embalse.....	9
<b>Figura 7:</b> Esquema de una pequeña central hidroeléctrica.....	10
<b>Figura 8:</b> Bocatoma convencional.....	15
<b>Figura 9:</b> Caja de derivación de efluentes y canal parshall.....	16
<b>Figura 10:</b> Tubería enterrada del cajón de efluentes al Canal Parshall.....	17
<b>Figura 11:</b> Sedimentación de partículas.....	18
<b>Figura 12:</b> Características hidrodinámicas de la cámara de carga.....	20
<b>Figura 13:</b> Componentes de la tubería forzada.....	22
<b>Figura 14:</b> Diámetro económico de la tubería forzada.....	22
<b>Figura 15:</b> Dimensiones típicas de un bloque de apoyo.....	25
<b>Figura 16:</b> Esfuerzos sobre el bloque de apoyo.....	26
<b>Figura 17:</b> Eficiencias típicas para una minicentral hidroeléctrica.....	27
<b>Figura 18:</b> Transformación de la energía en una turbina hidráulica.....	28
<b>Figura 19:</b> Diagrama de selección de turbinas hidráulicas.....	29
<b>Figura 20:</b> Dimensiones básicas de una turbina Pelton.....	31
<b>Figura 21:</b> Diagrama unifilar de la Sala eléctrica 87.....	35
<b>Figura 22:</b> Diagrama de flujo de proceso de la Planta de Pretratamiento.....	36
<b>Figura 23:</b> Esquema eléctrico de la planta de pretratamiento.....	40
<b>Figura 24:</b> Certificado de contrastación del Flujómetro del vertimiento PTAR.....	43
<b>Figura 25:</b> Volúmenes mensuales del vertimiento de PTAR.....	44
<b>Figura 26:</b> Caudales mensuales del vertimiento de PTAR.....	44
<b>Figura 27:</b> Curva de duración de caudales diarios del vertimiento de PTAR.....	47
<b>Figura 28:</b> Histograma de frecuencias relativas.....	47
<b>Figura 29:</b> Curva de duración de potencias.....	48
<b>Figura 30:</b> Curva de duración de caudales horarios del vertimiento de PTAR.....	50

<b>Figura 31:</b> Histograma de frecuencias relativas .....	51
<b>Figura 32:</b> Caudales horario promedio del vertimiento PTAR .....	52
<b>Figura 33:</b> Equilibrio del caudal de vertimiento de la PTAR .....	52
<b>Figura 34:</b> Curva de duración de caudales horarios con Cámara de regulación .....	55
<b>Figura 35:</b> Caudales horario promedio con Cámara de regulación .....	55
<b>Figura 36:</b> Tanques de agua de 14,000 m <sup>3</sup> .....	56
<b>Figura 37:</b> Poza de equalización existente de 35,000 m <sup>3</sup> .....	57
<b>Figura 38:</b> Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 1 de 5 .....	61
<b>Figura 39:</b> Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 2 de 5 .....	62
<b>Figura 40:</b> Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 3 de 5 .....	63
<b>Figura 41:</b> Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 4 de 5 .....	64
<b>Figura 42:</b> Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 5 de 5 .....	65
<b>Figura 43:</b> Diagrama del proyecto de la minicentral hidroeléctrica .....	67
<b>Figura 44:</b> Ubicación de las instalaciones de la minicentral, vista de planta .....	68
<b>Figura 45:</b> Perfil general de montaje de la tubería de fuerza .....	69
<b>Figura 46:</b> Perfiles por tramos de montaje de la tubería de fuerza .....	70
<b>Figura 47:</b> Diagrama de Moody para perdidas por fricción .....	71
<b>Figura 48:</b> Perdidas debido a turbulencias .....	73
<b>Figura 49:</b> Perfil general de montaje de la tubería de fuerza .....	74
<b>Figura 50:</b> Estructura de disipación de efluentes, Cámara de carga .....	83
<b>Figura 51:</b> Diagrama de selección de turbinas hidráulicas .....	84
<b>Figura 52:</b> Esquema de la turbina Pelton .....	93
<b>Figura 53:</b> Rendimiento de la turbina Pelton .....	93
<b>Figura 54:</b> Cajón de la turbina .....	94
<b>Figura 55:</b> Tubería de distribución .....	94
<b>Figura 56:</b> Inyectores .....	95
<b>Figura 57:</b> Rodete .....	95
<b>Figura 58:</b> Válvula mariposa .....	97
<b>Figura 59:</b> Unidad hidráulica .....	98
<b>Figura 60:</b> Sistema de control .....	99
<b>Figura 61:</b> Fuente de alimentación .....	103
<b>Figura 62:</b> Banco de baterías .....	103

<b>Figura 63:</b> Medidor de energía activo .....	104
<b>Figura 64:</b> Multímetro digital multifunción .....	104
<b>Figura 65:</b> Switch Ethernet.....	105
<b>Figura 66:</b> Transformador de potencia .....	110
<b>Figura 67:</b> Celdas de media tensión.....	111
<b>Figura 68:</b> Transmisor de nivel.....	114
<b>Figura 69:</b> Pre comisionamiento.....	114
<b>Figura 70:</b> Prueba de equipos en instalaciones del proveedor.....	115





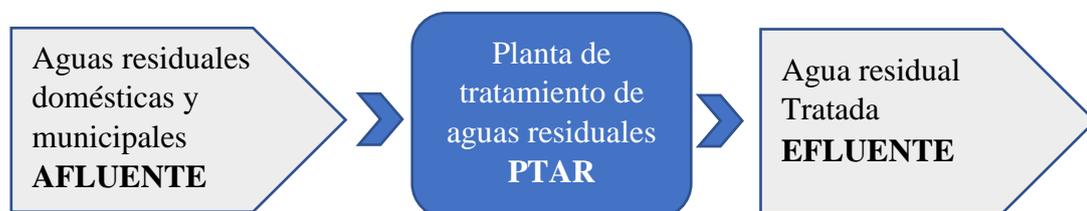
## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La planta de tratamiento de aguas residuales PTAR de Arequipa ubicada en la cota 2287 msnm, recibe más del 95% (1650 L/s en promedio día) de las aguas residuales domésticas y municipales de la ciudad, y destina parte del agua residual **tratada** hacia la unidad minera de la zona (aproximadamente 1000 L/s), y el restante como vertimiento hacia la cuenca del río Chili en la zona baja del pueblo de Congata, en el punto con una cota de 2087 msnm, lo que genera una energía potencial en la vertiente a lo largo de la tubería de descarga, energía que actualmente es liberada mediante válvulas disipadoras de energía tipo MOV de 24" y sistemas de spargers instalados dentro de una cámara de concreto (cámara de disipación de energía) ubicada en la cota 2113.72 msnm (aproximadamente 27 metros sobre el nivel del río).

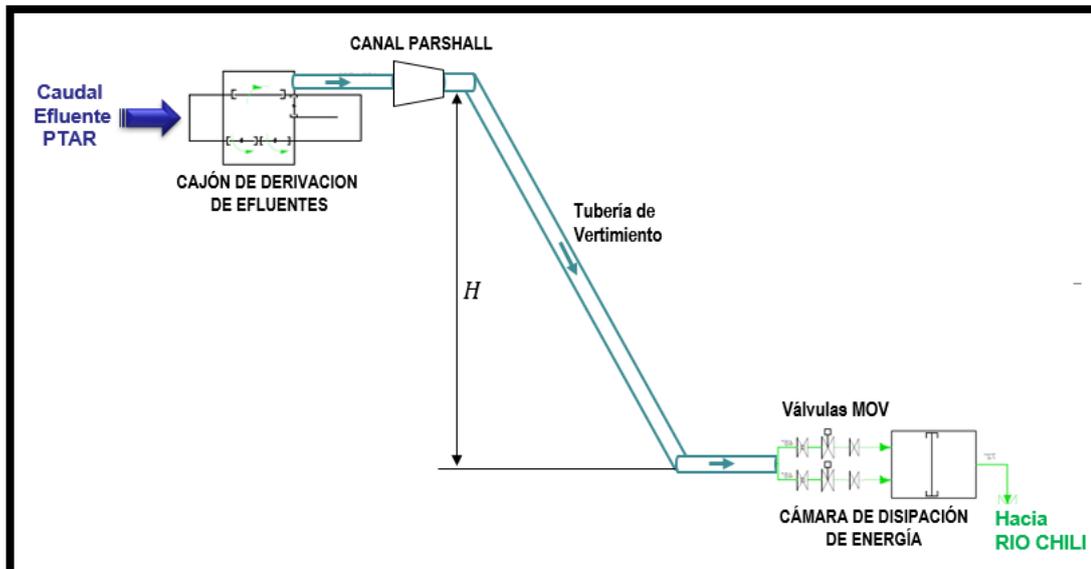
Esta condición presentada viene generando desde el inicio de operaciones de la planta PTAR, daños severos a los equipos e incluso a la infraestructura de la cámara de disipación de energía, debido a la gran cantidad de energía acumulada en el caudal del vertimiento. Lo que ha representado un costo elevado en reparaciones, ya que las válvulas MOV, principales componentes de la cámara, se estima su costo sobre los 120 000 dólares americanos.

Por tal motivo se requiere de manera urgente, buscar otra alternativa más económica de disipación de la energía acumulada en el caudal del vertimiento, ya que si no se libera la energía se podría causar erosión severa en el cauce del río chili, afectando directamente a los terrenos y sembríos de los agricultores cercanos.



*Figura 1: Procesamiento de las aguas residuales en la PTAR*

*Fuente: Elaboración propia*



*Figura 2: Diagrama general del vertimiento de la PTAR*

*Fuente: Elaboración propia*

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio de prefactibilidad para la implementación de una minicentral hidroeléctrica en el vertimiento del agua residual tratada de la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR de Arequipa, para aprovechar la energía disponible y energizar la planta de pretratamiento y las estaciones de bombeo 1B y 2B.

### 1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la demanda de energía eléctrica de los posibles usuarios de la MCH, como la planta de pretratamiento y estaciones de bombeo 1B y 2B de la zona.
- Calcular la energía útil aprovechable mediante la hidro generación de energía eléctrica.
- Dimensionar los principales componentes electromecánicos de la minicentral y estimar el costo de la inversión.
- Realizar una evaluación económica para determinar la viabilidad del proyecto en un plazo menor a 8 años.
- Analizar los aspectos sociales y ambientales de las zonas de influencia.

- Proponer una alternativa de mejora a la operación actual de la cámara de disipación de energía de la planta de tratamiento de aguas residuales, y evaluar el ahorro de costos.
- Realizar la presentación formal y documentada del proyecto de tesis.

### **1.3. ALCANCES**

El alcance del proyecto contempla realizar el estudio de prefactibilidad para la implementación de la minicentral hidroeléctrica con los datos reales del vertimiento del agua residual tratada de la planta de tratamiento de los dos últimos años. Contempla además estimar el costo de la inversión y retorno para una vida útil viable según las proyecciones de operación y ampliación de la planta.

### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

El presente proyecto busca analizar una alternativa de mejora a la operación actual de la cámara de disipación de energía, aprovechando a la vez una fuente de energía para abastecer a la planta de pretratamiento y dos estaciones de bombeo ubicadas en la misma zona.

Se justifica por la reducción de costos de reparación de los equipos de la cámara de disipación de energía y el ahorro del costo de energía eléctrica consumida en la planta de pretratamiento y las estaciones de bombeo 1B y 2B.

Válvula Disipadora de Energía  
Modelo MOV



**ROSS**  
1879 VALVE

*Figura 3: Válvula disipadora de energía tipo MOV de 24"*

*Fuente: Manual de instrucciones Ross Valve Mfg. Co. Inc. WWW.ROSSVALVE.COM*



## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. ENERGÍA HIDRÁULICA

Un hidro sistema requiere de un flujo de agua y una diferencia de altura llamada “salto” para poder producir potencia útil. Consiste en un sistema de conversión de energía ya que se toma la energía desde un caudal y un salto y se entrega en forma de energía mecánica o eléctrica. No existe un sistema de conversión que pueda entregar la misma cantidad de energía útil como la que recibe, ya que una parte de la energía se disipa en el mismo sistema en forma de calor, fricción, otros.



*Figura 4: Ciclo Hidrológico de los ríos y su aprovechamiento*

*Fuente: MCH. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. España*

### 2.2. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen una potencia de generación mediana a baja. Generalmente se localizan en zonas alejadas y no tienen influencia en el sistema interconectado nacional debido a que su área de influencia es muy pequeña. Se definen como un conjunto de estructuras hidráulicas, obras civiles y equipos electromecánicos

aprovechan la energía potencial del agua para generar energía eléctrica. La demanda requerida por la PCH debe ser suministrada durante la vida útil del proyecto.

### 2.3. TIPOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las pequeñas centrales hidroeléctricas están definidas por las características que presente la zona donde vayan a ubicarse. Para diseñar este tipo de instalaciones se debe considerar que la topografía del terreno influirá en las obras a construir, infraestructura y maquinarias.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica resulta muy útil diferenciar entre los sistemas de derivación y los sistemas de embalse.

- Sistema de derivación: no detiene al caudal del río, esta deriva una parte del caudal hacia un canal y tubería y posteriormente hacia la turbina. La mayoría de los sistemas de minigeneración son del tipo de derivación. La gran desventaja de este sistema es que no se puede almacenar agua de una época pluvial a una época de estiaje. La ventaja es la construcción puede realizarse localmente a un costo reducido además de que su simplicidad brinda una mayor confiabilidad en el tiempo. Estos sistemas son preferidos desde una mirada medio ambiental, ya que las características estacionales del caudal aguas abajo de la minicentral hidroeléctrica no se ven afectadas.

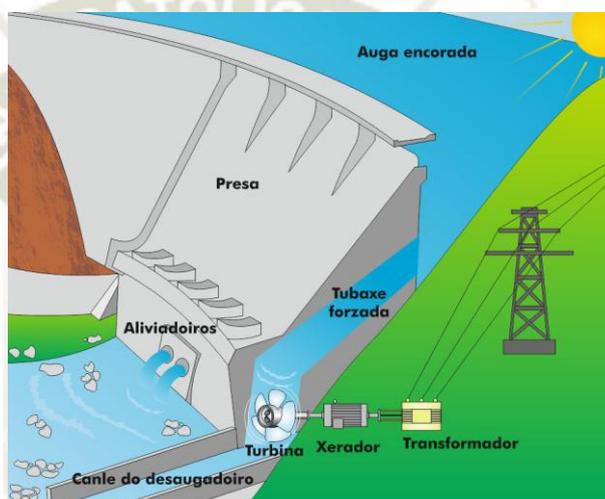


*Figura 5: Minicentral hidráulica de derivación*

*Fuente: [ecovive.com/centrales-según-la-afluencia-del-caudal](http://ecovive.com/centrales-según-la-afluencia-del-caudal) Publicado el 24 noviembre, 2010*

- Sistema de embalse: Utiliza un dique para almacenar agua del río formando un reservorio desde donde se dirige el agua para las turbinas. La ventaja de este sistema es que puede almacenarse agua durante la época pluvial para luego generar energía en las épocas de estiaje.

La desventaja de este sistema es que resultan muy costosos. Además de que el reservorio de agua se puede acumular de sedimentos con los años, y para poder limpiar se requiere realizar un dragado que resulta muy caro y el sistema termina por producir menor energía de la esperada.



**Figura 6:** Minicentral hidráulica de embalse

**Fuente:** [www.sotaventogalicia.com/es/zona-interactiva/energías-renovables/hidráulica](http://www.sotaventogalicia.com/es/zona-interactiva/energías-renovables/hidráulica)

Según la potencia instalada, la Organización Latinoamericana de Energía OLADE ha distinguido las PCH de la siguiente manera:

POTENCIA	TIPO
0 a 50 kW	Micro
50 a 500 kW	Mini
500 a 5000kW	Pequeña

**Tabla 1:** Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas según su potencia

**Fuente:** OLADE

Según su caída se clasifican en:

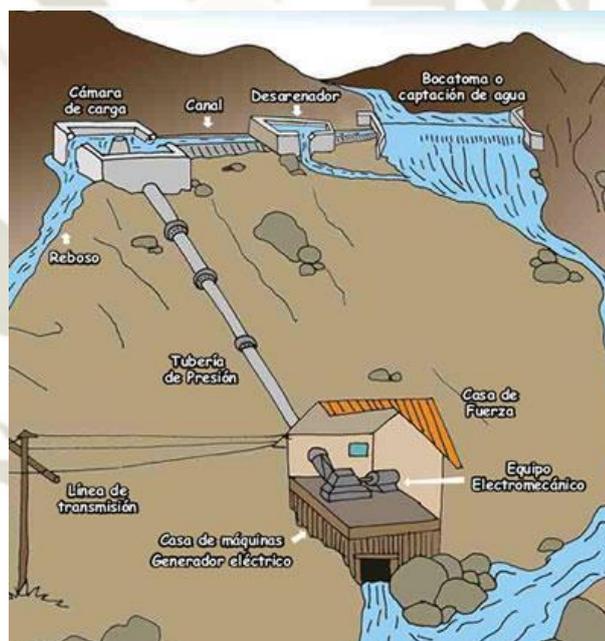
CLASE	CAIDA (m)		
	BAJA	MEDIA	ALTA
Micro	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Mini	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña	$H < 25$	$25 < H < 130$	$H > 130$

*Tabla 2: Clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas según su caída*

*Fuente: OLADE*

## 2.4. COMPONENTES DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La siguiente figura nos muestra los componentes principales de un sistema de típico de minigeneración:



*Figura 7: Esquema de una pequeña central hidroeléctrica*

*Fuente: <https://planetavivo.cienradios.com/centrales-hidroeléctricas>*

A continuación, se describen los componentes:

- **Azud:** Es un muro transversal al flujo del río que desvía el caudal de agua por una abertura a un lado del río (abertura de “la bocatoma”) hacia un canal abierto. La

parte del agua que no es derivada pasa por rebose y mantiene su curso regular por la cuenca del río.

- **Bocatoma:** Consiste en la estructura que se encarga de desviar una parte del flujo de agua del río y facilita su ingreso desde el azud hacia el canal de conducción. Debe diseñarse para que las pérdidas de carga producidas sean menores.

La bocatoma cuenta con una rejilla que evita el ingreso de sólidos al canal y una compuerta llamada ataguía, la cual permanece normalmente abierta y solo se cierra en situación de emergencia o en casos de mantenimiento.

- **Canal de conducción:** Las instalaciones ubicadas al pie de presa no cuentan con una cámara de carga, a diferencia de las centrales de derivación donde el agua debe hacer un largo recorrido desde la bocatoma hacia la cámara de carga y luego hacia la turbina.

El primer recorrido del agua puede ser a través de canales, tuberías o túneles, en el segundo recorrido hacia la turbina el agua va a través de tuberías.

El canal de conducción hacia la cámara de carga puede instalarse a cielo abierto, subterráneo o a presión. Las conducciones superficiales pueden ser en la misma ladera o en estructura de concreto debido a que el agua debe circular a baja velocidad para atenuar la pérdida de carga.

- **Desarenador:** Esta infraestructura sirve para retener las partículas en suspensión arrastradas por el agua mediante la decantación de estas por la reducción de la velocidad de flujo al incrementar el área transversal o sección del canal.

Según bibliografía, en la mayoría de las minicentrales hidroeléctricas es suficiente eliminar partículas que tengan más de 0.3 mm de diámetro, las que tienen una velocidad de sedimentación mayor a 0.03 m/s

- **Cámara de Carga:** Es una cámara tipo reservorio ubicado al extremo del canal de conducción, desde esta cámara inicio el recorrido de la tubería forzada. A veces se emplea como depósito de regulación, pero generalmente solo tiene la capacidad de suministrar volumen para el arranque de las turbinas.

En caso de que el canal de conducción sea un diseñado a presión, la cámara de carga será cerrada y contará con una chimenea de equilibrio para atenuar las diferencias de presión y proteger contra los golpes de ariete.

La cámara de carga se diseña con un aliviadero para casos de parada de la central, ya que el agua no ingresada debe desaguar de vuelta hacia el río.

En el diseño de la cámara de carga se debe considerar al máximo las pérdidas de carga y las turbulencias que puedan ocurrir, ya que si la tubería forzada no está sumergida lo suficiente provocará la formación de torbellinos que arrastren burbujas de aire hacia la turbina, ocasionando vibraciones que afectarían la instalación.

- **Tubería forzada:** Es el componente que se encarga de transportar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina por lo cual está diseñada para soportar la presión de la columna de agua, y las sobrepresiones que se produzcan golpes de ariete en casos de detención intempestiva de la central hidroeléctrica.

La tubería forzada puede ser montada enterrada o aérea dependiendo de la topografía del terreno y las demás condiciones del medio ambiente, en caso la tubería sea montada de forma superficial se debe fijarla mediante apoyos y anclajes, además de la instalación de juntas de expansión que absorban los esfuerzos y deformaciones originados por los cambios climáticos.

Si la tubería es enterrada generalmente debe contar con una cama de arena en la excavación sobre la cual se apoyará la tubería, además se instalan los anclajes de concreto en los cambios de dirección. En este caso la tubería no estará sometida a grandes cambios de temperatura, por tanto, no será un requisito, la instalación de juntas de expansión. Pero lo que si se debe considerar es la protección contra la corrosión por la humedad y condiciones del terreno.

- **Casa de máquinas:** Es el componente donde se localizan los equipos electromecánicos tales como, las turbinas, tableros eléctricos, generadores, alternadores, etc.

La casa de máquinas debe brindar las condiciones adecuadas para que el agua ingrese con mínimas pérdidas de carga hasta la turbina. El tipo de infraestructura

dependerá del tipo de máquinas que se vayan a instalar, el cual depende del caudal de diseño y el salto disponible.

## 2.5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA MCH

La energía eléctrica de una minicentral se genera desde la energía potencial que adquiere un flujo o caudal  $Q$  al realizar una caída de una altura  $H$ , dicha energía es transformada por una turbina en energía mecánica y luego en energía eléctrica a través de un generador.

## 2.6. ESTUDIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MCH

El diseño de una MCH está basado en los estudios de demanda, hidrología, topografía, geotécnica y evaluación de impacto ambiental y social.

- **Capacidad y estudio de demanda:** Es primordial establecer que cantidad de energía se requiere para un propósito dado, cuando y donde se requiere. Este estudio constituye la base de la evaluación económica.
- **Estudio Hidrológico:** Nos permite establecer el potencial hidro energético del lugar elegido, nos muestra la variación del caudal en el año. Nos permite conocer además cuanta es la potencia disponible y la aprovechable.
- **Estudio topográfico y geotécnico:** La topografía del terreno nos permite conocer el salto hidráulico además de información de los accidentes geográficos. La geotécnica nos permite conocer la estabilidad del terreno y las posibles fallas. En complemento con el estudio topográfico nos permite decidir la locación de las obras civiles.
- **Estudio de impacto ambiental y social:** A través del presente estudio podemos conocer el área de influencia del proyecto, primero se determina la línea base de las condiciones actuales de la población, flora, fauna, calidad de aire y agua antes de la implementación, también se establece el grado de afectación sobre dichos componentes.

## 2.7. CONSIDERACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El potencial hidráulico está dado por la siguiente expresión:

$$P_h = \rho \times g \times Q \times H_n \dots (1)$$

Donde:

$P_h$ : Potencial hidráulico (W)

$\rho$ : Densidad del agua ( $kg/m^3$ )

$g$ : Aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )

$Q$ : Caudal ( $m^3/s$ )

$H_n$ : Altura neta  $H - H_{perdidas}$  [ $H_{perdidas} \leq 10\%H$ ] (m)

Las expresiones para determinar la potencia nominal y neta son:

$$P_{ele} = \frac{P_h \times \eta_{tur} \times \eta_{tran} \times \eta_{gen}}{102}$$

$P_{ele}$ : Potencia eléctrica (kW)

$\eta_{tur}$ : Eficiencia de la turbina hidráulica (adimensional)

$\eta_{tran}$ : Eficiencia de la transmisión (adimensional)

$\eta_{gen}$ : Eficiencia del generador (adimensional)

$$\eta = \eta_{tur} = \eta_v \times \eta_m \times \eta_h$$

$\eta_v$ : Eficiencia mecánica

$\eta_m$ : Eficiencia volumétrica

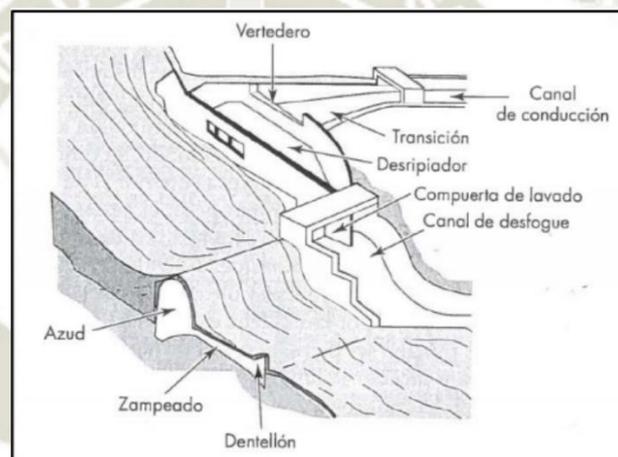
$\eta_h$ : Eficiencia hidráulica

### 2.7.1. Obras de Captación

Se debe considerar lo siguiente:

- Caudal de captación debe ser constante en el tiempo
- Contar con un sistema de retención de sólidos
- Los sólidos acumulados detrás de la captación deben ser desviados
- Se debe poder desviar el volumen de sobre flujo de forma segura

En la imagen siguiente se muestra los componentes principales de una bocatoma convencional construida en el cauce de un río, la cual toma el volumen de agua necesario para la operación de la central y desvía el excedente al curso regular del río.



**Figura 8:** Bocatoma convencional

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

En el presente caso de estudio es importante precisar que no captaremos el agua directamente desde un río, sino desde el flujo de salida de una planta de tratamiento de aguas residuales, la cual descarga todo su volumen tratado directamente a una caja de derivación de efluentes y posteriormente a un canal Parshall, tal cual se muestra en la imagen mostrada a continuación.



*Figura 9: Caja de derivación de efluentes y canal parshall*

*Fuente: PTAR Enlozada de Arequipa*

### 2.7.2. Canal de Conducción

Como se comentó anteriormente las obras de conducción convencionales pueden ser mediante la construcción de un canal o un túnel, siendo los túneles una opción más económica y en ocasiones más estable que un canal.

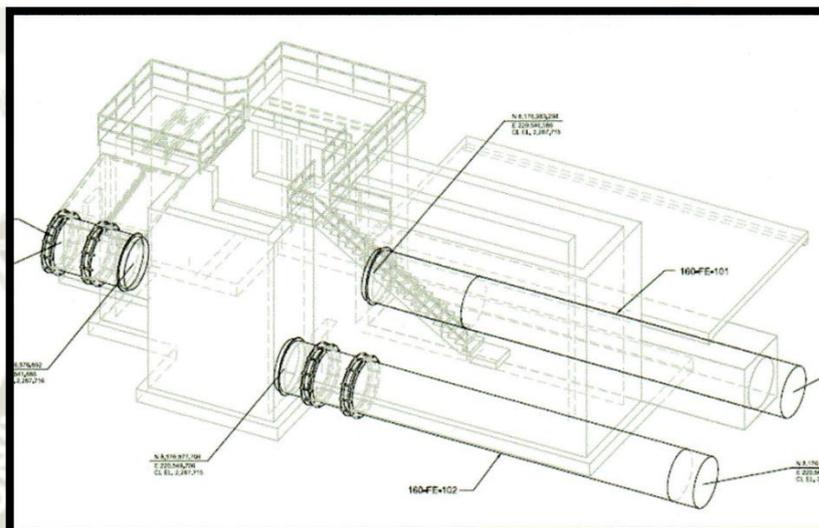
Para el diseño del canal se debe considerar la evaluación de la topografía del terreno, ya que el tipo de canal varía a lo largo de sus secciones según las condiciones del terreno, los factores para tener en cuenta en el diseño son:

- Pendiente
- Talud
- Material
- Margen libre
- Velocidad mínima permisible

Se puede adecuar diferentes tipos de canales como pueden ser:

- Canal de tierra sin revestimiento
- Canal de tierra con revestimiento
- Canal de concreto
- Acueductos (de acero, madera o tubos a la mitad)

En el presente caso de estudio es importante precisar que debido a que no captaremos el agua directamente desde un río, sino desde el flujo de salida de una planta de tratamiento de aguas residuales, está ya cuenta con una caja de derivación de efluentes que vendría a cumplir la función de la obra de captación, y una conducción por tubería enterrada que vendría a cumplir la función de la obra de conducción. Para lo cual es importante verificar los parámetros de diseño de las estructuras existentes.



*Figura 10: Tubería enterrada del cajón de efluentes al Canal Parshall*

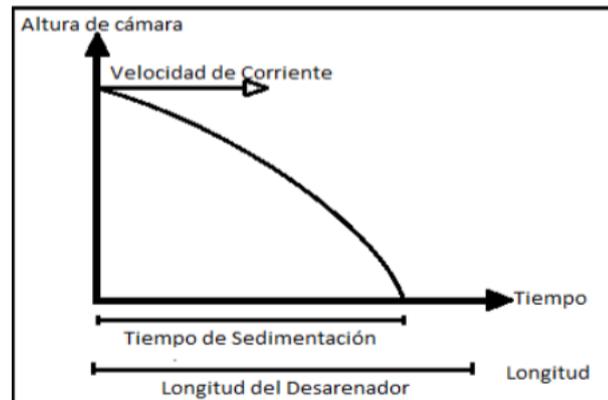
*Fuente: Planos AS BUILT del proyecto de PTAR La Enlozada*

### 2.7.3. Desarenador

Su función es retener las partículas sólidas en suspensión y adicionalmente:

- Prevenir la reducción de capacidad de la cámara de carga
- Prevenir el ingreso a solidos suspendidos a la tubería forzada y por tanto hacia la turbina

Se puede ver que a mayor altura del desarenador la longitud necesaria para la decantación es menor.



*Figura 11: Sedimentación de partículas*

*Fuente: Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa*

En el presente caso de estudio es importante precisar que la calidad del agua del efluente de la planta de tratamiento de aguas residuales cumple con los **Límites Máximos Permisibles para los efluentes de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Domésticas o Municipales del DECRETO SUPREMO N.º 003-2010-MINAM** y por tanto presenta una concentración de sólidos suspendidos totales menor a 150 mg/L. Actualmente este valor en el agua residual tratada (EFLUENTE) está muy por debajo, con un promedio de 15 mg/L.

#### 2.7.4. Cámara de Carga

Su función es la amortiguación de sobrepresiones en la tubería forzada, además de ser el medio de conexión entre el canal de conducción y la tubería forzada. La cámara de carga debe tener las siguientes características:

- Medio de conexión entre la obra de conducción y la tubería forzada
- Promover la sedimentación y eliminación de partículas sólidas que pasan por la obra de conducción
- Impedir el ingreso de materiales sólidos de arrastre y flotantes hacia la tubería forzada
- Mantener sobre la tubería forzada una altura de agua suficiente para evitar el ingreso de aire al sistema

Para el diseño de la cámara de carga se debe tener en cuenta principalmente el volumen y la altura mínima del agua sobre la tubería forzada.

**Volumen de la cámara de carga:** Se determina el volumen de la cámara de carga con el objeto de mantener el flujo de ingreso a la tubería forzada constante para evitar el ingreso de aire, se calcula de la siguiente ecuación:

$$V = \frac{0.693 \times A \times V_T^2}{i \times g}$$

Donde:

$V$  = Volumen del tanque (m<sup>3</sup>)

$A$  = Sección de la tubería de presión (m<sup>2</sup>)

$V_T$  = Velocidad del agua en la conducción (m/s)

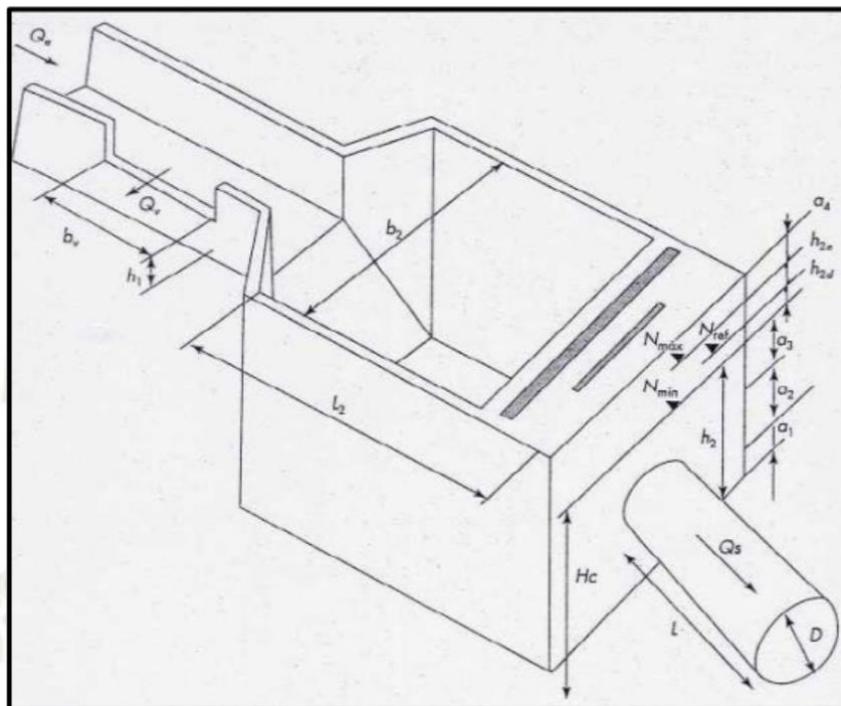
$g$  = Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)

$i$  = Pendiente del canal de conducción

**Altura de agua sobre la tubería:** El costo de la cámara de carga se eleva con el incremento de la profundidad a la que está instalada la salida de la tubería forzada, es por ello que debe estar lo más alta posible. Por otro lado, esta condición es de riesgo ya que se pueden originar remolinos que faciliten el ingreso de aire a la tubería provocando daños por cavitación incluyendo a la turbina

**Dimensionamiento de la cámara de carga:** Esta se dimensionará para asegurar las condiciones de parada y arranque de planta.

Para el dimensionado se tomará lo siguiente:



**Figura 12:** Características hidrodinámicas de la cámara de carga

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

- La altura mínima para evitar el ingreso de sedimentos a la tubería forzada será:  
$$0.3 < a1 < 0.5 \text{ (m)}$$
- El valor de a2 es igual al diámetro de la tubería forzada
- El valor de a3 que garantizará que el torbellino del flujo no genere cavitación, se estima un valor  $> 0.3 \text{ m}$
- El valor de a4 es una altura de seguridad para mitigar golpes de ariete, el valor debe ser  $> 0.3 \text{ m}$ .
- El valor de h2 se debe fijar en función de a1, a2 y a3.
- La velocidad media en la cámara de carga V2 debe ser entre 0.6 a 1.0 m/s.
- El ancho de la cámara de carga b2 se calcula por:

$$b2 = \frac{Q}{V2 \times h2}$$

- La reserva de volumen para el arranque h2d, se calcula así:

$$h_2d = \frac{Q}{7 \times b^2 \times \sqrt{h_2}}$$

y verificando con la relación:

$$h_2d + a_1 + a_2 + a_3 < h_2$$

- La longitud de la cámara de carga se calcula así:

$$L_2 = 0.304 \times \frac{Q \times L \times \sqrt{h_2}}{HB \times D^2}$$

Donde:

D: Diámetro de la tubería forzada (m)

HB: Altura bruta (m)

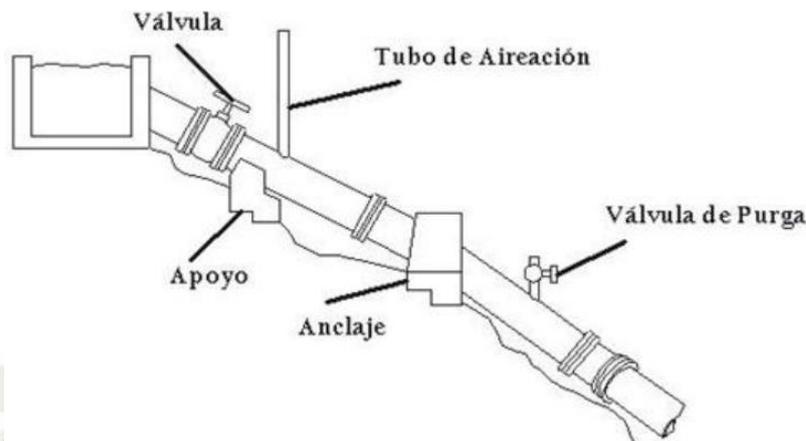
L: Longitud de la tubería forzada (m)

- La altura adicional para compensar la subida de nivel por parada de planta  $h_{2e}$ , se calcula:

$$h_{2e} = \frac{0.25 \times Q}{b^2 \times \sqrt{h_2}}$$

### 2.7.5. Tubería forzada

Es uno de los componentes más importantes de la central ya que se encarga de transportar el agua a presión hacia la turbina, además de que su costo representa gran parte del proyecto, por ello es importante ser eficiente en su diseño para reducir costos de operación y mantenimiento. Sus componentes se muestran en la siguiente imagen.

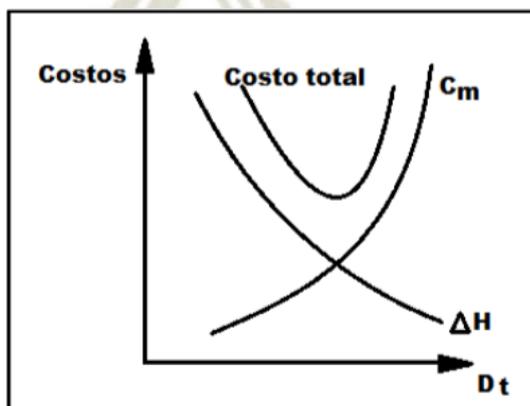


**Figura 13:** Componentes de la tubería forzada

**Fuente:** Micro central hidroeléctrica Chachimbiro, Daniel Merino - Luis Robles

Existe una variedad de materiales para la tubería forzada, en grandes caídas y gran diámetro la tubería puede ser de acero con juntas longitudinales, esta opción es relativamente económica y más fácil de proveer diferentes diámetros y espesores. Para pequeños diámetros se tiene otras opciones como tuberías de hormigón, tuberías de acero estirado, tuberías de cemento y tuberías de PVC, estas últimas pueden resultar más baratas y de menor peso en comparación a las anteriores además que no requieren de protección contra la corrosión.

El dimensionamiento se hace basado en un cálculo técnico-económico, considerando las pérdidas que se traducen en pérdida de energía y potencia, estas pérdidas disminuyen con el incremento del diámetro, sin embargo, un mayor diámetro eleva el costo de la tubería por la mayor cantidad de material.



**Figura 14:** Diámetro económico de la tubería forzada

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

El costo total anual se calcula en base a los siguientes componentes:

$$S_E + S_T = \text{Costo Total}$$

Donde:

$S_E$ : Costo anual de energía perdida

$S_T$ : Costo anual de tubería

**Espesor de la tubería:** Se obtiene mediante la siguiente formula:

$$e = \frac{k\gamma HD}{2S}$$

Donde:

$e$ : Espesor de la tubería

$k$ : Factor de seguridad para el golpe de ariete (1.3 a 1.5)

$\gamma$ : Peso específico del agua

$H$ : Altura de presión hidrostática

$D$ : Diámetro de la tubería

$S$ : Esfuerzo de tracción del material

**Peso de la tubería:** Se obtiene mediante la siguiente formula:

$$P = \pi D e L \gamma_{\text{material}}$$

Donde:

$P$ : Peso de la tubería

$D$ : Diámetro de la tubería

$e$ : Espesor de la tubería

$L$ : Longitud de la tubería

$\gamma_{\text{material}}$ : Peso específico del material de la tubería

**Costo anualizado de la tubería:** Se obtiene mediante la siguiente formula:

$$S_T = \rho_m \pi D e L k_a P_m \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

$S_T$ : Costo anual de tubería

$\rho_m$ : Densidad del material

$D$ : Diámetro de la tubería

$e$ : Espesor de la tubería

$L$ : Longitud de la tubería

$k_a$ : Factor de ajuste considerando accesorios

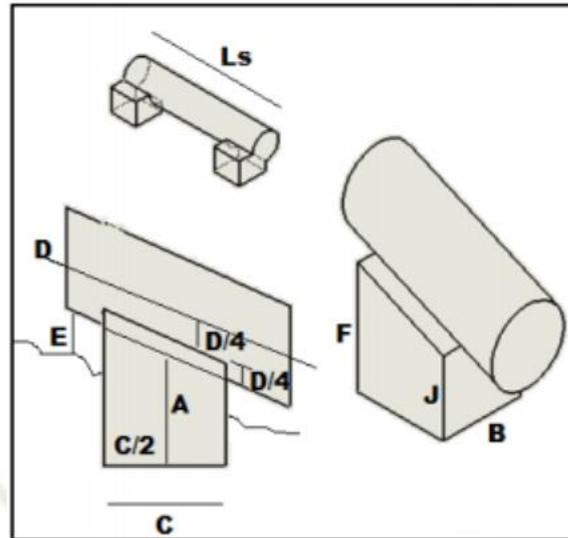
$P_m$ : Precio del material

$i$ : Tasa de interés compuesta anual

$n$ : Tiempo de amortización compuesta en años

### 2.7.6. Bloques de apoyo

Los bloques de apoyo sirven para sostener el peso de la tubería y del agua contenida, además facilitan el deslizamiento por dilatación o contracción debido a los efectos térmicos. El bloque de apoyo consiste en una estructura de concreto que absorbe los esfuerzos y que presenta dimensiones que no permiten el vuelco. Sobre los bloques de apoyo va colocada una placa metálica de baja fricción



**Figura 15:** Dimensiones típicas de un bloque de apoyo

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

La altura para evitar las escorrentías por lluvias debe ser:

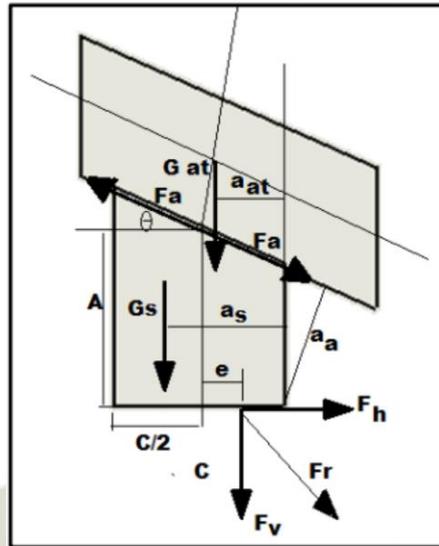
$$E = 0.25 \times D$$

Y las dimensiones de la base se obtienen:

$$C = B = 1.5 \times D$$

$$A = 1.2 \times D$$

La imagen siguiente muestra la dirección de los esfuerzos que aparecen sobre el bloque de apoyo:



**Figura 16:** Esfuerzos sobre el bloque de apoyo

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

La fricción entre el bloque de apoyo y el suelo que obtiene mediante:

$$F_t = \phi \times (G_s + G_{at} + F_a \times \text{sen}\theta)$$

Donde:

G<sub>s</sub>: Peso del bloque de apoyo (N)

G<sub>at</sub>: Peso del tubo y del agua (N)

F<sub>a</sub>: Resistencia al deslizamiento de la tubería (N)

ϕ: Coeficiente de fricción entre el terreno y el bloque de apoyo (0.25 a 0.35)

F<sub>a</sub> se obtiene mediante:

$$F_a = 1.1 \times \mu \times G_{at} \times \text{cos}\theta$$

μ: Coeficiente de fricción entre el bloque de apoyo y la tubería

Coeficiente de rozamiento	$\mu$
Acero sobre hormigón con capa intermedia de cartón asfaltado	0.4
Acero sobre hormigón o mampostería de piedra	0.45-0.5
Acero sobre acero	0.3-0.5
Acero sobre acero con lubricante de grafito	0.2
Acero sobre acero con lubricante sólido	0.12-0.10
Apoyos con cojinetes de rodillos o soportes basculantes	0.05-0.10

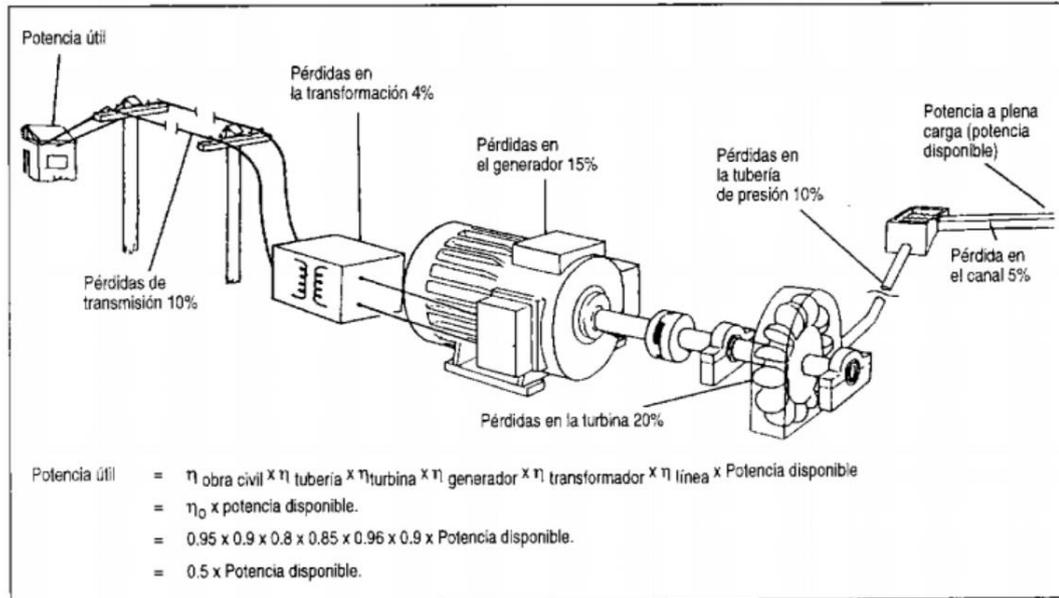
**Tabla 3:** Coeficientes de rozamiento

**Fuente:** Martínez Gonzales (2012) Estudio De Prefactibilidad De Una MCH Ampliación Del Proyecto Quitaracsa

Es importante precisar que en el presente proyecto ya se cuenta con la tubería forzada instalada y operando, con los bloques de apoyo montados, los cuales fueron diseñados desde la etapa del proyecto de construcción de la planta PTAR. Debido a ello se omiten estos cálculos en el desarrollo de la ingeniería del presente estudio.

**2.7.7. Eficiencias típicas del sistema para una minicentral:**

Se muestran en la siguiente figura:



**Figura 17:** Eficiencias típicas para una minicentral hidroeléctrica

**Fuente:** Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

## 2.8. TURBINAS HIDRÁULICAS

Es una maquina capaz de transformar de energía de un fluido en movimiento (energía cinética y potencial) generalmente agua, en energía mecánica, la energía en el agua puede provenir de saltos de agua de una vertiente de un rio o una corriente de agua cualquiera.



*Figura 18: Transformación de la energía en una turbina hidráulica*

*Fuente: Elaboración propia*

### 2.8.1. Clasificación

Las turbinas hidráulicas se pueden diferenciar según diferentes criterios. Según la variación de presión estática en el rodete:

- Turbinas de acción: cuando la presión estática se mantiene constante en el ingreso y salida del rodete, en este grupo tenemos a la turbina Pelton, Turgo y Michell Banki
- Turbinas de reacción: cuando la presión estática disminuye en el ingreso y la salida del rodete, en este grupo tenemos a la turbina Francis, Kaplan y Deriaz.

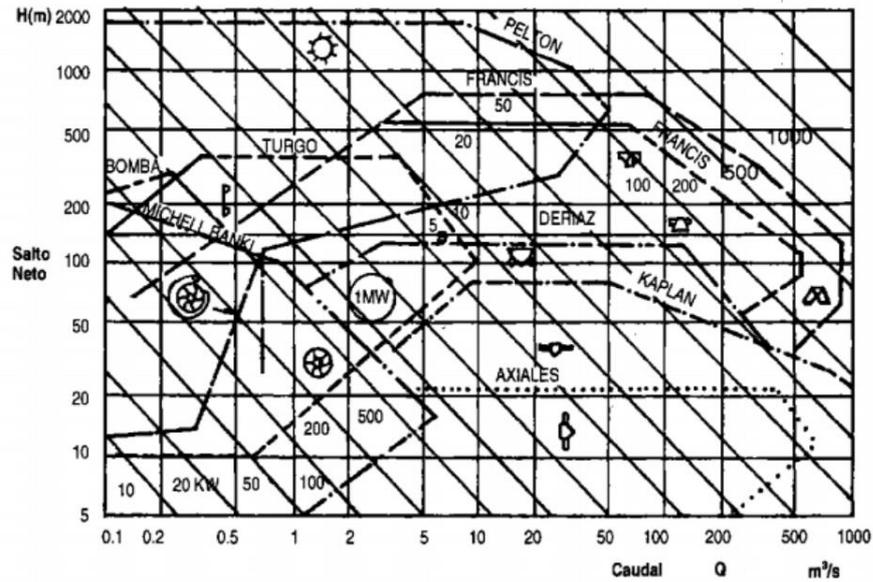
Según la dirección del flujo en el rodete las turbinas ser del tipo radial, axial, semi axial y tangencial. Según el grado de admisión del caudal en el rodete las turbinas pueden ser de admisión total o parcial.

Los principales componentes de una turbina son:

- El distribuidor
- El rodete
- Tubería de aspiración
- Carcasa

### 2.8.2. Selección de turbinas

Para la selección de turbinas para una central hidroeléctrica se emplea el diagrama mostrado.



**Figura 19:** Diagrama de selección de turbinas hidráulicas

**Fuente:** Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

El diseño de turbomáquinas se enfrenta matemática y experimentalmente, por tanto, se proponen relaciones entre el modelo y el prototipo a través de leyes de semejanza hidráulica, de las cuales se obtiene una cifra conocida como:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

Donde

- $N_s$ : Numero específico de revoluciones de caudal
- $N$ : Giro de la turbina en RPM
- $P$ : Potencia al eje (kW., HP, CV)
- $H$ : Altura neta (m, pies)

El número específico de revoluciones se define como la velocidad de rotación de una turbina prototipo cuyo modelo semejante funciona sobre parámetros unitarios. La tabla siguiente muestra los tipos de turbinas y su clasificación según el número  $N_s$ .

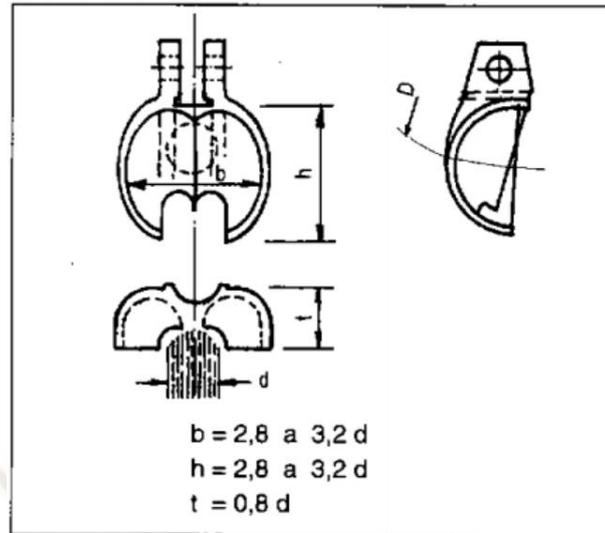
<b>Tabla 4.1 Características principales de turbinas hidráulicas</b>							
TURBINA	Inventor y año de patente	$N_s$ (rpm, HP, m) rpm	Q m <sup>3</sup> /s	H m	P kW	$\eta_{m\acute{a}x}$ %	
A C C I Ó N	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-3000000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5-8000	85
	MICHELL- BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
R E A C T I Ó N	Bomba rotodinámica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30-170	0.05-0.25	10-250	5-500	80
	FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	DERIAZ	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100,000	92
	KAPLAN y de hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
N	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	Kuhne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100,000	93

**Tabla 4:** Características principales de turbinas hidráulicas

*Fuente:* Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

Dimensionamiento básico de una turbina Pelton:

Las dimensiones básicas se observan en la siguiente figura:



**Figura 20:** Dimensiones básicas de una turbina Pelton

*Fuente:* Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

### Velocidad de chorro a la salida del inyector

$$C = \varphi \sqrt{2gH}$$

Donde:

- C: Velocidad del chorro (m/s)
- g: Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)
- H: Salto neto (m)
- $\Phi$ : Coeficiente de velocidad --> 0.97

### Diámetro del chorro (d)

$$d = 0.55 \times \left(\frac{g}{H}\right)^{1/2}$$

Donde:

- d: Diámetro del chorro (m)
- Q: Caudal (m<sup>3</sup>/s)

### Diámetro Pelton (D)

$$D = (37 \text{ a } 39) \frac{\sqrt{H}}{N}$$

Donde:

- D: Diámetro del rodete (m)
- N: Velocidad nominal (RPM)

Numero de cucharas (Z)

$$Z = \frac{1}{2} \left( \frac{D}{d} \right) + 14 \text{ a } 16$$

## 2.9. SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

El mercado eléctrico peruano está regulado por la ley de concesiones eléctricas (LCE) del decreto ley No 25844, la que se encuentra reglamentada por el decreto supremo N° 009-93-EM y modificatorias. Mediante esta ley se regulan las normas para realizar actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el presente proyecto debido a que no se pretende brindar servicios a comunidades o poblaciones sino para uso privado y reaprovechamiento interno dentro de las operaciones de la planta de tratamiento de aguas residuales de Arequipa, No nos vemos regulados directamente por estas normativas. Pero si lo tomamos como referencia para evaluar la eficiencia de producción de energía eléctrica frente a los grandes generadores y proveedores nacionales.

### 2.9.1. Comité de operación económica del sistema COES

El cual está conformado por las principales empresas de generación y transmisión interconectadas al sistema eléctrico nacional. El presente organismo tiene como objetivo coordinar las operaciones al menor costo, por tanto, nos sirve como referencia para el presente proyecto en el análisis económico de generación y abastecimiento de energía eléctrica frente a los grandes proveedores nacionales.



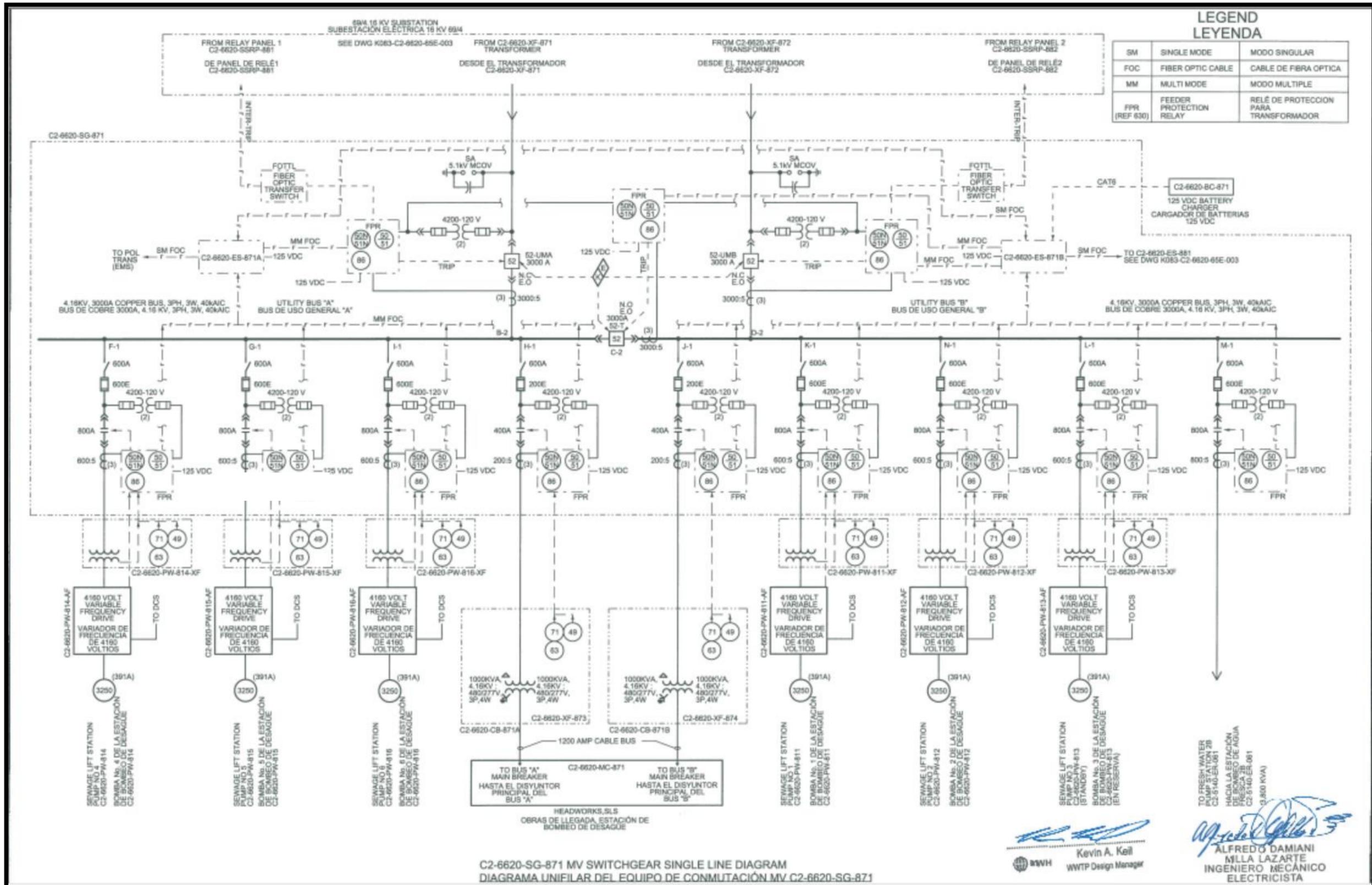
## CAPÍTULO III

### 3. ESTUDIOS TÉCNICOS BÁSICOS

#### 3.1. DEMANDA

El estudio de demanda considera la suma de cargas necesarias de los equipos para la operación regular de la Planta de pretratamiento, y las estaciones de bombeo 1B y 2B. A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la subestación 88 y sala eléctrica 87, principal fuente de energía para abastecimiento de los equipos. Se muestra además el diagrama de flujo de proceso de la planta de pretratamiento que se encarga de recibir el flujo de aguas residuales de Arequipa y de remover los sólidos, arenas y natas (flotantes) presentes. Para ello se utilizan cribas mecánicas, clasificadores de arena, transportadores de tornillo, bombas, entre los principales equipos.

En el estudio de demanda No se considera las bombas de impulsión de las aguas residuales (del acrónimo en inglés SLS) hacia la Planta de Tratamiento PTAR, ya que estos equipos presentan una potencia instalada de 2 MW cada una, más equipos auxiliares, lo que es imposible energizar desde el presente proyecto de la minicentral hidroeléctrica.



**Figura 21: Diagrama unifilar de la Sala eléctrica 87**  
**Fuente: Planos AS BUILT de la PTAR Enlozada de Arequipa**

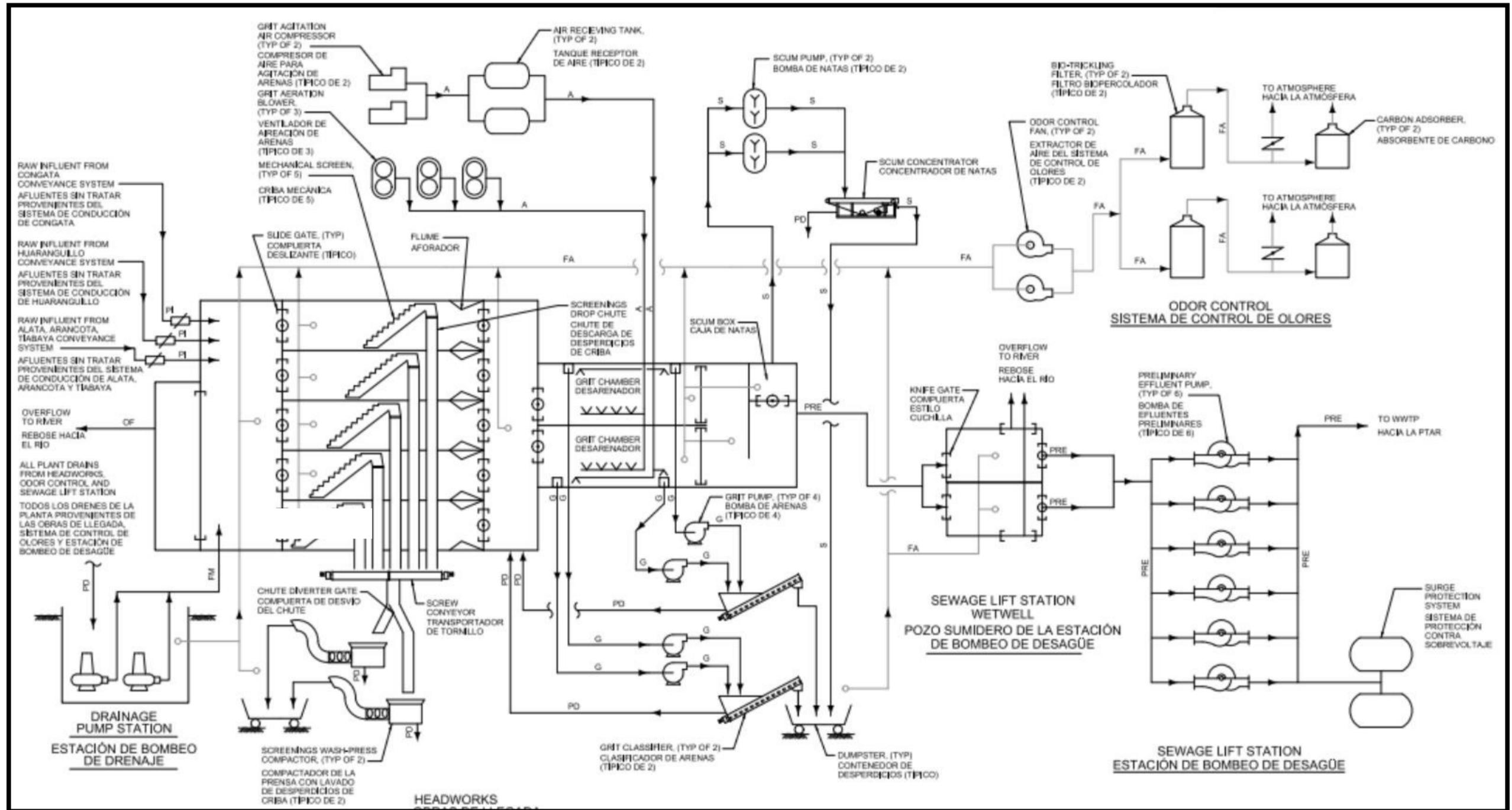


Figura 22: Diagrama de flujo de proceso de la Planta de Pretratamiento

Fuente: Planos AS BUILT de la PTAR Enlozada de Arequipa

### 3.1.1. Planta de Pretratamiento

LISTADO DE MOTORES ELECTRICOS DE LA PLANTA DE PRETRATAMIENTO								
EQUIPO	DESCRIPCION	MARCA	TIPO DE ARRANQUE	POT. HP	POT. kW	CANT. EQUIPOS	CARGA REQUERIDA	
C2-6620-PW-807	BOMBA DE ARENAS N°1	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	15	11.19	1	11.19	
C2-6620-PW-808	BOMBA DE ARENAS N°2	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	15	11.19	1	11.19	
C2-6620-PW-809	BOMBA DE ARENAS N°3	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	15	11.19	1	0.00	
C2-6620-PW-810	BOMBA DE ARENAS N°4	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	15	11.19	1	0.00	
C2-6620-PW-878	BOMBA DE NATAS N°1	TOSHIBA	DIRECTO	5	3.73	1	3.73	
C2-6620-PW-879	BOMBA DE NATAS N°2	TOSHIBA	DIRECTO	5	3.73	1	0.00	
C2-6620-PW-826	BOMBA DE RECIRCULACION N°1	TOSHIBA	DIRECTO	7.5	5.60	1	5.60	
C2-6620-PW-827	BOMBA DE RECIRCULACION N°2	TOSHIBA	DIRECTO	7.5	5.60	1	0.00	
C2-6620-PP-425	BOMBAS DE NUTRIENTES N° 1	PULSAFEDER	DIRECTO	1	0.75	1	0.75	
C2-6620-PP-426	BOMBAS DE NUTRIENTES N° 2	PULSAFEDER	DIRECTO	1	0.75	1	0.00	
C2-6620-FA-733	EXTRACTOR DE AIRE N°2	TOSHIBA	AFD	75	55.95	1	55.95	
C2-6620-FA-732	EXTRACTOR DE AIRE N°1	TOSHIBA	AFD	75	55.95	1	0.00	
C2-6620-PW-828	BOMBA DE DRENAJE N°1 DE BOMBAS DE LLEGADA	KSB	DIRECTO	10	7.46	1	7.46	
C2-6620-PW-829	BOMBA DE DRENAJE N°2 DE BOMBAS DE LLEGADA	KSB	DIRECTO	10	7.46	0	0.00	
C2-6620-CX-801	CLASIFICADOR DE ARENAS N°1	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	1	0.75	1	0.75	
C2-6620-CX-802	CLASIFICADOR DE ARENAS N°2	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	1	0.75	1	0.75	
C2-6620-CV-802	TRANSPORTADOR DE TORNILLO N°2	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	1.5	1.12	1	1.12	
C2-6620-CV-801	TRANSPORTADOR DE TORNILLO N°1	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	1.5	1.12	1	1.12	
C2-6620-SC-823	CRIBA ESCALONADA N°1	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	3	2.24	1	2.24	
C2-6620-SC-824	CRIBA ESCALONADA N°2	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	3	2.24	1	2.24	
C2-6620-SC-825	CRIBA ESCALONADA N°3	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	3	2.24	1	2.24	
C2-6620-SC-826	CRIBA ESCALONADA N°4	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	3	2.24	1	2.24	
C2-6620-SC-827	CRIBA ESCALONADA N°5	BALDOR-RELIANCE	SOFT-STARTER	3	2.24	1	0.00	
C2-6620-PW-824	BOMBA N°1 POZO SUMIDERO SLS	BARNER	DIRECTO	1	0.75	1	0.75	
C2-6620-PW-825	BOMBA N°2 POZO SUMIDERO SLS	BARNER	DIRECTO	1	0.75	1	0.00	
C2-6620-PW-847	BOMBA N°1 POZO SUMIDERO EDS	BARNES	DIRECTO	1	0.75	1	0.75	
C2-6620-PW-848	BOMBA N°2 POZO SUMIDERO EDS	BARNES	DIRECTO	1	0.75	0	0.00	
C2-6620-ZM-825	PRENSA DE LAVADO N°1	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	5	3.73	1	3.73	
C2-6620-ZM-826	PRENSA DE LAVADO N°2	BALDOR-RELIANCE	DIRECTO	5	3.73	1	0.00	
C2-6620-SP-811	CONCENTRADOR DE NATAS	BALDOR-RELIANCE	AFD	0.5	0.37	1	0.37	
C2-6620-BL-851	DELTA BLOWER-AERZEN	TOSHIBA	AFD	40	29.84	1	29.84	
C2-6620-BL-852	VENTILADOR N°2 DEL DESARENADOR	TOSHIBA	AFD	40	29.84	1	29.84	
C2-6620-BL-853	VENTILADOR N°3 DEL DESARENADOR	TOSHIBA	AFD	40	29.84	0	0.00	
C2-6620-CO-801	COMPRESOR DE TORNILLO N°1	SIEMENS	DIRECTO	14.745	11.00	1	11.00	
C2-6620-CO-802	COMPRESOR DE TORNILLO N°2	SIEMENS	DIRECTO	14.745	11.00	1	0.00	
C2-6620-GA-0386	VALVULA MOTORIZADA EDS	ROTORK	DIRECTO	2.55	1.90	1	1.90	
C2-6620-GA-0387	VALVULA MOTORIZADA EDS	ROTORK	DIRECTO	2.55	1.90	1	1.90	
C2-6620-GS-865	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 3	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-871	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 2	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-872	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 7	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-873	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N°1	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-874	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 6	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-875	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 8	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	1	0.48	
C2-6620-GS-876	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 9	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	0	0.00	
C2-6620-GS-877	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 4	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	0	0.00	
C2-6620-GS-878	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 5	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	0	0.00	
C2-6620-GS-879	VALVULAS MOTORIZADAS DE COMPUERTAS HW N° 10	ROTORK	DIRECTO	0.65	0.48	0	0.00	
C2-6620-AC-803	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	6	4.48	1	4.48	
C2-6620-AC-804	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	6	4.48	1	4.48	
C2-6620-AC-809	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	6	4.48	1	4.48	
C2-6620-AC-810	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	6	4.48	1	4.48	
C2-6620-AC-811	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	8	5.97	1	5.97	
C2-6620-AC-812	AIRE ACONDICIONADO SALA 87 Y SERVIDORES		DIRECTO	8	5.97	1	5.97	
C2-6620-LP-XXX	ILUMINACION + CONTROL	EATON			50.00	1	50.00	
					<b>TOTAL:</b>	<b>417.47</b>	<b>47.00</b>	<b>271.37</b>

Tabla 5: Equipos eléctricos de la Planta de Pretratamiento

Fuente: PTAR Enlozada de Arequipa

Como referencia se tiene que la potencia instalada en la Planta de pretratamiento es de 427 kW. La suma total de cargas necesarias para la **operación regular** de la planta de pretratamiento es de 271 kW considerando únicamente los datos de placa de los motores eléctricos.

Para estimar el consumo real de energía de la Planta de pretratamiento se obtendrá la lectura directa del medidor de energía de la subestación 88.

En las siguientes tablas se muestra el registro de medición de consumo de energía de la Planta de Pretratamiento y Sistema de bombeo SLS del periodo 2017 al presente:

2017	CONSUMO DE ENERGIA		COSTO DE ENERGIA	
	PLANTA DE PRET. (kWh)	SLS (kWh)	PLANTA DE PRET. (US\$)	SLS (US\$)
ENERO	86,940	2,811,071	6,260	202,397
FEBRERO	78,838	2,549,083	5,676	183,534
MARZO	83,576	2,702,304	6,018	194,566
ABRIL	89,688	2,899,915	6,458	208,794
MAYO	133,614	4,320,189	9,620	311,054
JUNIO	96,072	3,106,325	6,917	223,655
JULIO	95,095	3,074,744	6,847	221,382
AGOSTO	96,543	3,121,555	6,951	224,752
SEPTIEMBRE	97,021	3,137,025	6,986	225,866
OCTUBRE	100,729	3,256,903	7,252	234,497
NOVIEMBRE	92,840	3,001,812	6,684	216,130
DICIEMBRE	93,640	3,027,680	6,742	217,993
<b>TOTAL</b>	<b>1,144,596</b>	<b>37,008,608</b>	<b>82,411</b>	<b>2,664,620</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>95,383</b>	<b>3,084,051</b>	<b>6,868</b>	<b>222,052</b>

*Tabla 6: Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2017*

*Fuente: PTAR Enlozada de Arequipa*

2018	CONSUMO DE ENERGIA		COSTO DE ENERGIA	
	PLANTA DE PRET. (kWh)	SLS (kWh)	PLANTA DE PRET. (US\$)	SLS (US\$)
ENERO	79,901	2,583,455	5,753	186,009
FEBRERO	70,525	2,280,311	5,078	164,182
MARZO	82,396	2,664,146	5,933	191,818
ABRIL	92,241	2,982,446	6,641	214,736
MAYO	103,240	3,338,082	7,433	240,342
JUNIO	98,179	3,174,445	7,069	228,560
JULIO	104,757	3,387,143	7,543	243,874
AGOSTO	105,852	3,422,558	7,621	246,424
SEPTIEMBRE	106,005	3,427,492	7,632	246,779
OCTUBRE	105,564	3,413,226	7,601	245,752
NOVIEMBRE	93,711	3,029,986	6,747	218,159
DICIEMBRE	102,499	3,314,122	7,380	238,617
<b>TOTAL</b>	<b>1,144,868</b>	<b>37,017,410</b>	<b>82,431</b>	<b>2,665,254</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>95,406</b>	<b>3,084,784</b>	<b>6,869</b>	<b>222,104</b>

*Tabla 7: Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2018*

*Fuente: PTAR Enlozada*

2019	CONSUMO DE ENERGIA		COSTO DE ENERGIA	
	PLANTA DE PRET. (kWh)	SLS (kWh)	PLANTA DE PRET. (US\$)	SLS (US\$)
ENERO	100,872	3,261,522	6,052	195,691
FEBRERO	70,471	2,278,578	4,228	136,715
MARZO	89,546	2,895,331	5,373	173,720
ABRIL	84,140	2,720,529	5,048	163,232
MAYO	86,320	2,791,023	5,179	167,461
JUNIO	96,175	3,109,655	5,770	186,579
JULIO	90,900	2,939,097	5,454	176,346
AGOSTO	91,382	2,954,698	5,483	177,282
SEPTIEMBRE				
OCTUBRE				
NOVIEMBRE				
DICIEMBRE				
<b>TOTAL</b>	<b>709,807</b>	<b>22,950,433</b>	<b>42,588</b>	<b>1,377,026</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>88,726</b>	<b>2,868,804</b>	<b>5,324</b>	<b>172,128</b>

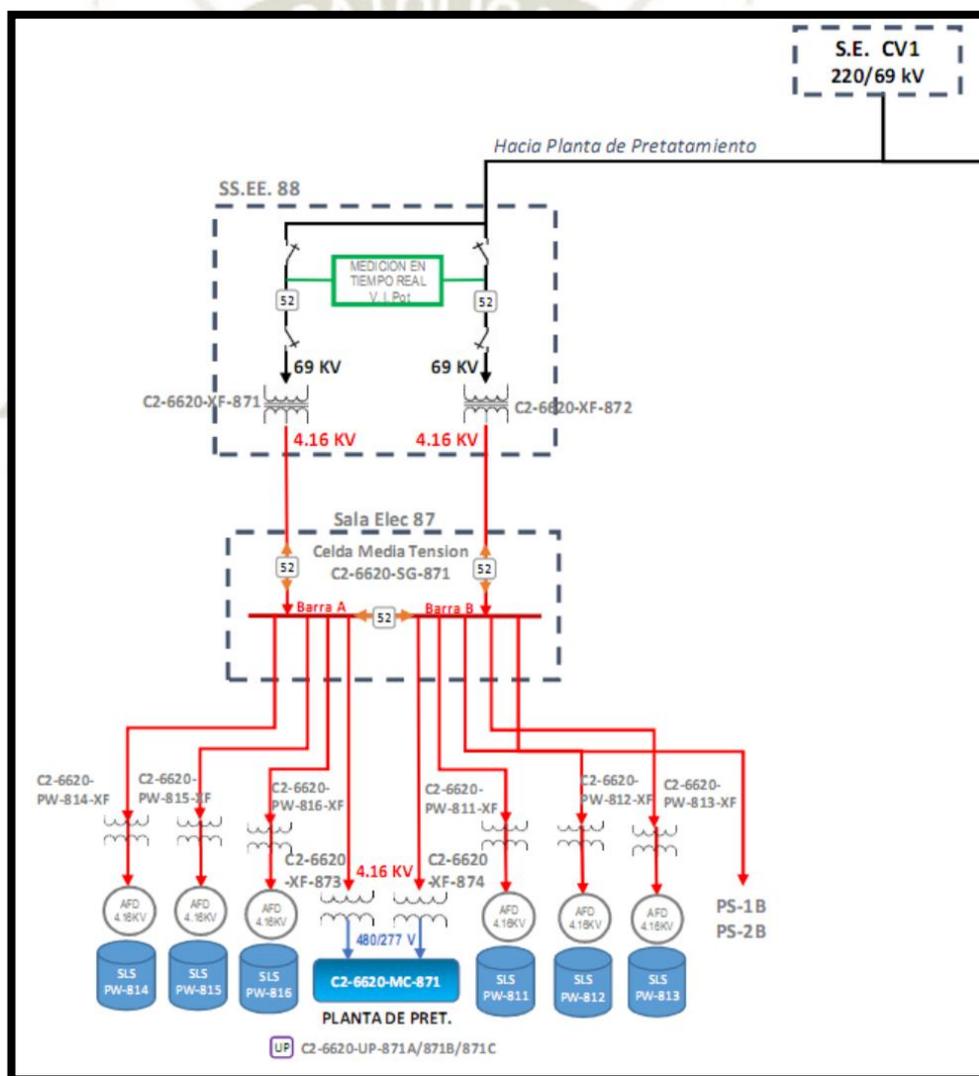
*Tabla 8: Consumo y costo de energía de la Planta de pretratamiento 2019*

*Fuente: PTAR Enlozada*

Según los cuadros antes mostrados el **consumo mensual promedio** de energía de la Planta de pretratamiento varía entre los **95,000 kWh** y el **consumo total anual en 1,444,700 kWh**.

### 3.1.2. Estaciones de bombeo 1B y 2B

Las estaciones de bombeo PS-1B y PS-2B son sistemas energizados desde la misma fuente de energía conectada a la sala eléctrica 87 y subestación eléctrica 88, como se muestra en el siguiente gráfico resumen.



*Figura 23: Esquema eléctrico de la planta de pretratamiento*

*Fuente: Elaboración propia*

Ambas estaciones cuentan con 3 equipos de bombeo, 2 en operación regular y 1 en stand by.

Según el análisis de medición del consumo de energía eléctrica y evaluación de la data histórica por parte del personal de Potencia y Transmisión encargados de los equipos, se resume y se considera que:

- Consumo de energía estimado en PS-1B: 3,240 kWh al día
- Consumo de energía estimado en PS-2B: 17,280 kWh al día

Con los datos antes mencionados se puede obtener el consumo mensual de energía de las estaciones PS-1B y PS-2B para el dimensionamiento de la MCH y la evaluación de costos.

### **3.1.3. Proyección de la demanda**

La primera etapa de operación de toda la planta de tratamiento de aguas residuales de Arequipa está considerada hasta el 2029, la segunda etapa consideraría la operación del total de los equipos instalados actualmente. Para lo cual se tendría un consumo de energía según la potencia instalada de 427.47 kW. Sin considerar las bombas de impulsión de aguas residuales SLS.

Referente a las estaciones de bombeo PS-1B y PS-2B no se cuenta con proyecciones de ampliación futura de equipos hasta el momento, ya que existen otras estaciones de bombeo en paralelo con mayor capacidad. Dicho alcance no es parte del presente estudio.

## **3.2. HIDROLOGÍA**

En el presente punto se detallan los resultados del análisis de caudales del vertimiento de la PTAR hacia el río Chili en los dos últimos años.

Es importante mencionar que la compañía minera que se encargó del diseño y construcción de la PTAR cuenta con una licencia aprobada por las autoridades

respectivas, para tomar un caudal promedio anual de 1000 LPS para uso en su proceso y operaciones. El caudal restante debe ser vertido directamente al Río Chili, lo cual representa los datos que emplearemos para el análisis y definición del caudal de diseño de la MCH.

### **3.2.1. Descripción del Vertimiento**

El vertimiento del efluente (agua residual tratada) de la Planta de Tratamiento hacia el caudal del río Chili se realiza a través de una tubería, cuyo recorrido va por un costado de la carretera Panamericana AR-115 y atraviesa en pueblo tradicional de Congata con una longitud de 3.76 Kilómetros.

### **3.2.2. Pluviometría**

La zona del distrito de Uchumayo donde se ubica la PTAR es un área árida con baja intensidad de precipitaciones pluviales en el año, por lo que un estudio de pluviometría no sería relevante para el desarrollo del presente proyecto, además de que la propia naturaleza del proyecto no se desarrolla en el cauce de un río sino en una Planta de Tratamiento de aguas residuales.

Por otro lado, las lluvias en la ciudad de Arequipa sí influyen en el caudal de las aguas residuales domésticas y municipales que se dirigen por gravedad hacia la Planta de Pretratamiento, incrementando su caudal de manera considerable debido a la mezcla directa con el agua de las escorrentías, ya que la ciudad no cuenta con un sistema de drenajes pluviales bien implementado.

### **3.2.3. Análisis estadístico de la información de Caudales**

El registro de caudales del vertimiento del efluente de la PTAR hacia el río se realizó a través de un medidor tipo Parshall ubicado a la salida de la cámara de carga en la misma planta.

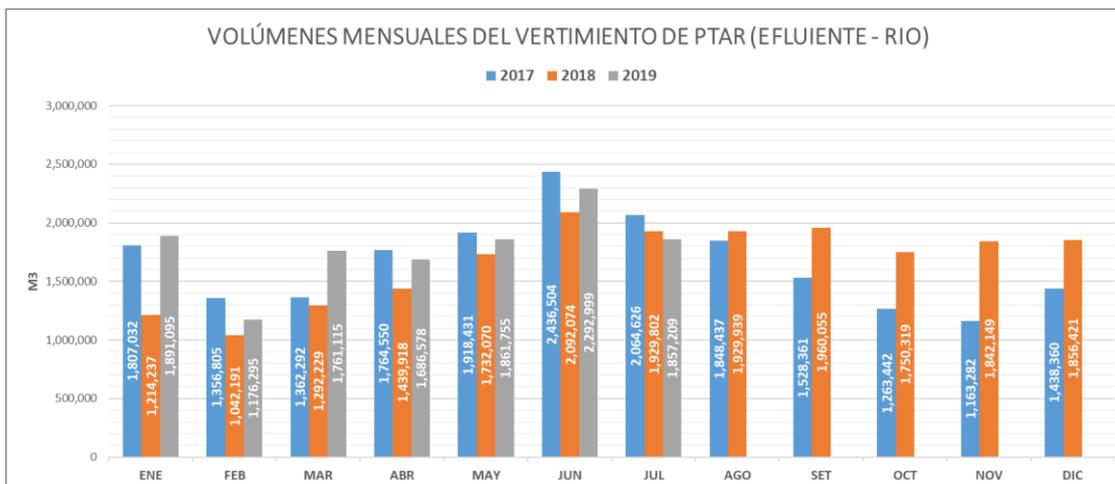
Es importante mencionar que según la última contrastación y certificación del medidor Parshall del 19-11-2018, el equipo presenta un error de -8%.

LABORATORIO DE CALIBRACIÓN LO JUSTO S.A.C. Laboratorio de calibración de instrumentos de medición			
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
<table border="1"> <tr> <td>Código del certificado</td> </tr> <tr> <td>TF - 155 - 2018</td> </tr> </table>		Código del certificado	TF - 155 - 2018
Código del certificado			
TF - 155 - 2018			
Pág. 1 de 2			
Fecha de calibración:	2018-11-19		
Instrumento de medida:	Medidor de flujo		
Marca:	HAWK		
Modelo:	AWR234SUFXXX		
Serie:	AW41493 AW41492		
Identificación:	6640-FIT-12923		
Solicitante:	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.		
Dirección solicitante:	Cal. Jacinto Ibañez N° 315 Urb. Parque Industrial, Arequipa - Arequipa.		
Expediente:	E2326-3543C-2018		
Lugar de calibración:	PTAR - La Enlozada		
Número de páginas:	02 Pág.		
Revisado:	Arequipa, 23 de Noviembre de 2018		
 			
Juan Francisco Velazco Díaz Gerente Técnico LO JUSTO S.A.C.			
Etiqueta calibración N° 51399			

**Figura 24:** Certificado de contrastación del Flujómetro del vertimiento PTAR

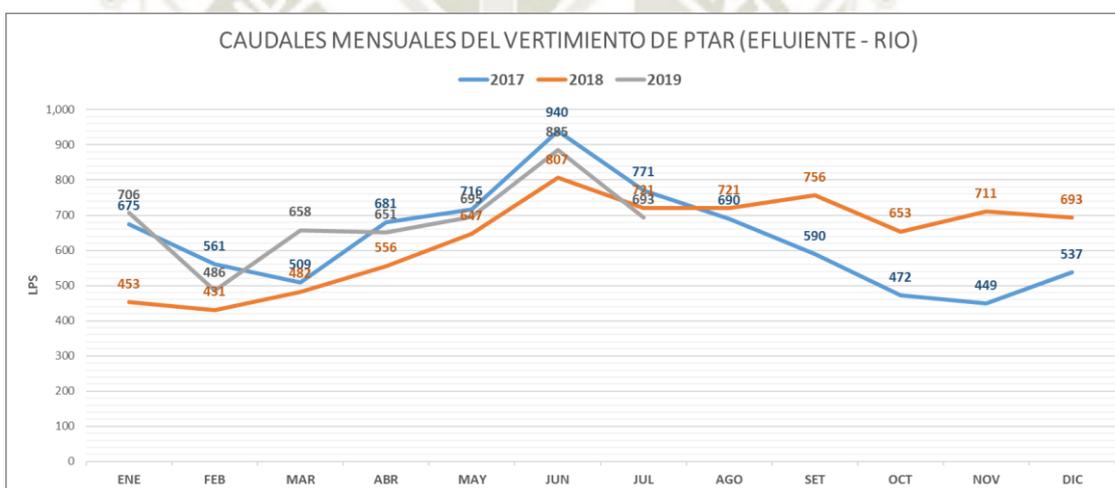
**Fuente:** PTAR La Enlozada de Arequipa

Esta desviación se traduce en un primer factor de error para el desarrollo del proyecto, ya que por recomendación laboratorio de calibración acreditado ante INACAL, para este tipo de equipos el error máximo permisible es 5%.



**Figura 25:** Volúmenes mensuales del vertimiento de PTAR

*Fuente:* PTAR La Enlozada de Arequipa



**Figura 26:** Caudales mensuales del vertimiento de PTAR

*Fuente:* PTAR La Enlozada de Arequipa

En las gráficas se observa que a partir de agosto 2018 el volumen de efluente descargado al río incrementa en comparación al año 2017, esto se debe al mayor ingreso de afluente (aguas residuales domésticas y municipales) a la PTAR por la conexión de nuevas redes de desagüe de la ciudad.

Por lo tanto y debido a la particularidad propia de una planta de tratamiento de aguas residuales, que considera el crecimiento constante de la población y por tanto un incremento en el consumo de agua potable y descarga de aguas residuales hacia las

redes de desagüe, es conveniente realizar el análisis de Hidrología con los datos de los registros diarios del último año.

CAUDALES PROMEDIO DIARIOS DEL VERTIMIENTO PTAR (EFLUENTE A RÍO) - M3/S													
DÍA	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	PROMEDIO
1	0.463	0.962	0.667	0.669	0.679	0.525	0.677	0.400	0.657	0.809	0.933	0.775	0.685
2	0.475	0.826	0.644	0.650	0.719	0.742	0.647	0.522	0.547	0.751	0.896	0.675	0.674
3	0.662	0.833	0.632	0.669	0.602	0.731	0.590	0.427	0.353	0.642	0.890	0.586	0.635
4	0.627	0.791	0.643	0.698	0.655	0.727	0.665	0.620	0.450	0.771	0.820	0.759	0.685
5	0.576	0.735	0.698	0.642	0.625	0.661	0.641	0.525	0.726	0.694	0.865	0.801	0.682
6	0.585	0.784	0.735	0.658	0.482	0.627	0.497	0.721	0.724	0.664	1.025	0.821	0.694
7	0.634	0.744	0.596	0.660	0.622	0.657	0.604	0.847	0.662	0.574	0.969	0.952	0.710
8	0.662	0.792	0.634	0.688	0.654	0.638	0.584	0.640	0.646	0.724	1.098	0.841	0.717
9	0.686	0.779	0.653	0.669	0.622	0.652	0.362	0.657	0.667	0.783	0.846	0.858	0.686
10	0.763	0.654	0.746	0.737	0.634	0.638	0.380	0.599	0.627	0.694	0.946	1.354	0.731
11	0.664	0.625	0.672	0.699	0.630	0.778	0.427	0.649	0.542	0.729	0.997	1.179	0.716
12	0.583	0.714	0.667	0.684	0.642	0.786	0.501	0.701	0.618	0.601	0.965	0.928	0.699
13	0.636	0.767	0.679	0.613	0.662	0.747	0.450	0.666	0.701	0.641	0.954	0.637	0.680
14	0.643	0.780	0.612	0.686	0.742	0.794	0.510	0.681	0.654	0.651	0.912	0.588	0.688
15	0.570	0.777	0.628	0.683	0.789	0.799	0.539	0.636	0.645	0.651	0.927	0.567	0.684
16	0.697	0.705	0.638	0.745	0.753	0.845	0.425	0.704	0.637	0.634	0.887	0.727	0.700
17	0.769	0.628	0.641	0.852	0.768	0.815	0.371	0.671	0.626	0.629	0.898	0.859	0.711
18	0.831	0.470	0.661	0.738	0.731	0.778	0.462	0.788	0.582	0.725	0.858	0.804	0.702
19	0.701	0.774	0.675	0.774	0.776	0.783	0.609	0.387	0.571	0.758	0.778	0.129	0.643
20	0.725	0.896	0.696	1.302	0.830	0.695	0.377	0.991	0.676	0.734	0.780	0.312	0.751
21	0.876	0.857	0.654	0.353	0.805	0.707	0.447	0.885	0.618	0.664	0.830	0.621	0.693
22	1.046	0.939	0.622	1.135	0.748	0.711	0.409	0.739	0.679	0.634	0.777	0.591	0.753
23	1.045	0.827	0.716	0.755	0.704	0.637	0.378	0.731	0.769	0.575	0.786	0.585	0.709
24	0.855	0.785	0.510	0.709	0.727	0.509	0.384	0.699	0.770	0.674	0.822	0.545	0.666
25	0.812	0.722	0.630	0.732	0.610	0.664	0.490	0.630	0.775	0.764	0.867	0.575	0.689
26	0.811	0.728	0.649	0.538	0.732	0.694	0.325	0.656	0.721	0.724	0.939	0.553	0.673
27	0.874	0.756	0.588	0.708	0.719	0.675	0.398	0.602	0.714	0.912	0.842	0.637	0.702
28	0.795	0.717	0.679	0.710	0.708	0.718	0.465	0.698	0.734	0.213	0.803	0.534	0.648
29	0.775	0.692	0.665	0.493	0.755	0.846	-	0.615	0.662	0.981	0.850	0.532	0.715
30	0.764	0.629	0.659	0.672	0.669	0.748	-	0.668	0.768	0.654	0.777	0.585	0.690
31	0.734	-	0.668	-	0.693	0.561	-	0.627	-	0.893	-	0.584	0.680
MAX	1.046	0.962	0.746	1.302	0.830	0.846	0.677	0.991	0.775	0.981	1.098	1.354	0.753
PROM	0.731	0.756	0.653	0.711	0.693	0.706	0.486	0.658	0.651	0.695	0.885	0.693	0.693
MIN	0.463	0.470	0.510	0.353	0.482	0.509	0.325	0.387	0.353	0.213	0.777	0.129	0.635

Tabla 9: Registro de Caudales promedio diarios del vertimiento de PTAR

Fuente: PTAR La Enlozada de Arequipa

### Curva de Duración de Caudales – Análisis Diario

La curva de duración de caudales nos dará la probabilidad como % de tiempo del periodo analizado, dentro del cual el caudal es igual o menor al caudal correspondiente a dicho % de tiempo. Con la base de datos antes mostrada, se obtiene la siguiente información estadística:

<b>Caudal Máximo</b>	1.354
<b>Caudal Mínimo</b>	0.129
<b>Rango</b>	1.225
<b>Rango Intervalo</b>	0.13
<b>Nº de Intervalos</b>	10
<b>Cantidad de Datos</b>	365
<b>Desviación Estándar</b>	0.148
<b>Media</b>	0.676

Tabla 10: Datos estadísticos obtenidos

Fuente: Elaboración propia

Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa	Duración [%]
1.429 - 1.299	2	0.55%	0.55%
1.299 - 1.169	1	0.27%	0.82%
1.169 - 1.039	4	1.10%	1.92%
1.039 - 0.909	17	4.66%	6.58%
0.909 - 0.779	56	15.34%	21.92%
0.779 - 0.649	159	43.56%	65.48%
0.649 - 0.519	91	24.93%	90.41%
0.519 - 0.389	22	6.03%	96.44%
0.389 - 0.259	11	3.01%	99.45%
0.259 - 0.129	2	0.55%	100.00%

**Tabla 11:** Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales diarios

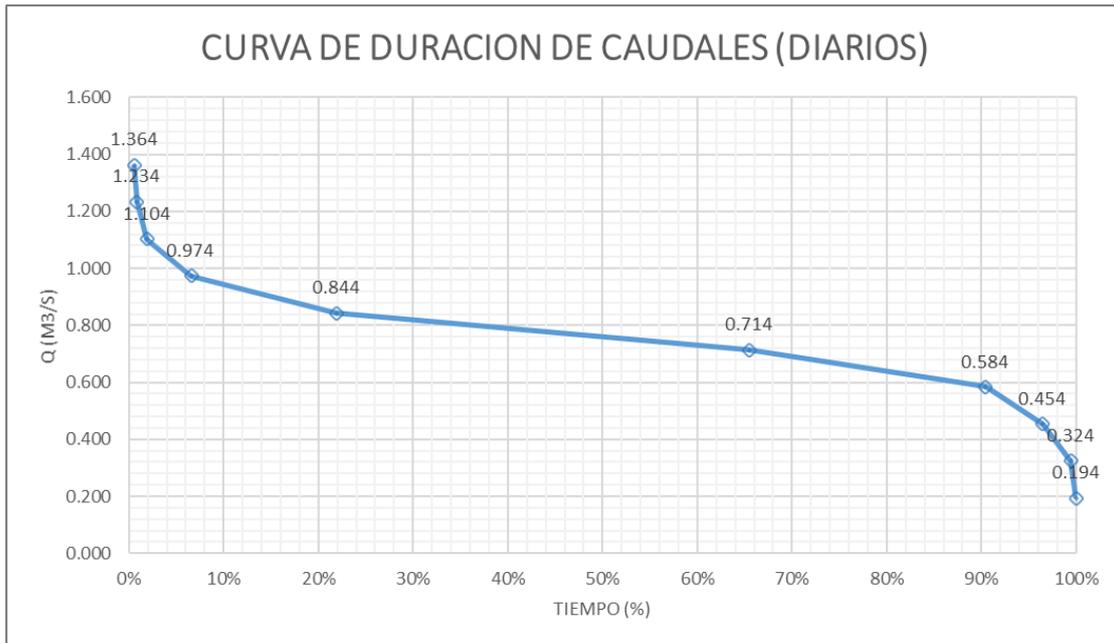
*Fuente:* Elaboración propia

Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Promedio [m <sup>3</sup> /s]	Duración [%]	Potencia relativa [kW]	Energía [kWh]
1.429 - 1.299	1.364	0.55%	1,619	77,716
1.299 - 1.169	1.234	0.82%	1,465	105,462
1.169 - 1.039	1.104	1.92%	1,310	220,148
1.039 - 0.909	0.974	6.58%	1,156	665,890
0.909 - 0.779	0.844	21.92%	1,002	1,923,295
0.779 - 0.649	0.714	65.48%	847	4,860,533
0.649 - 0.519	0.584	90.41%	693	5,488,798
0.519 - 0.389	0.454	96.44%	539	4,550,827
0.389 - 0.259	0.324	99.45%	384	3,348,403
0.259 - 0.129	0.194	100.00%	230	2,014,806

**Tabla 12:** Análisis de caudal medio diario, potencia y energía relativa

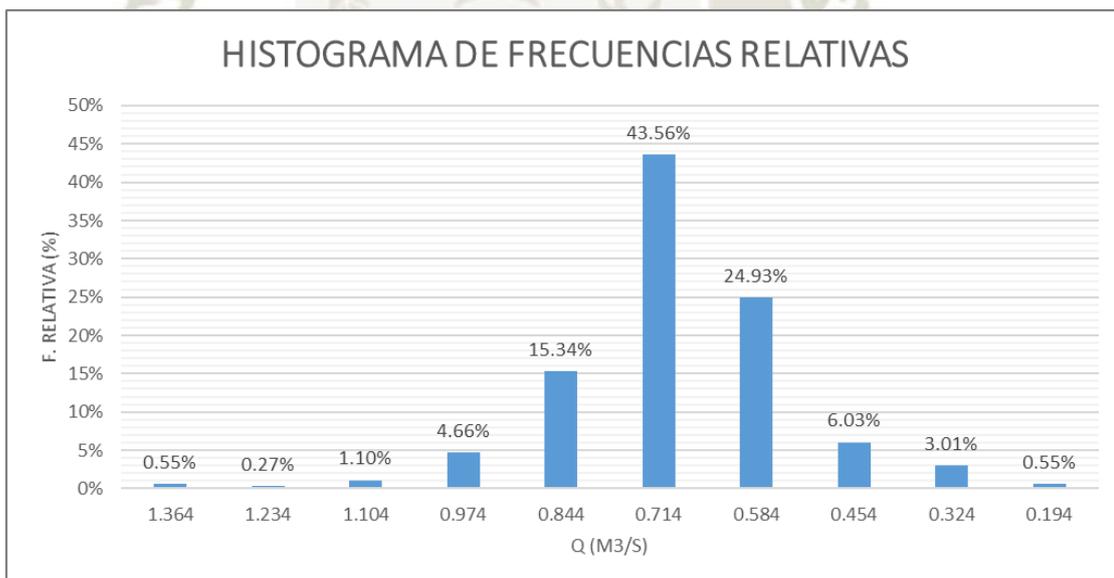
*Fuente:* Elaboración propia

NOTA: El análisis de potencia relativa y energía, consiste en solo una aproximación para la comparación entre los diferentes intervalos de caudales medios, para lo cual se ha considerado una eficiencia total estimada de 0.7



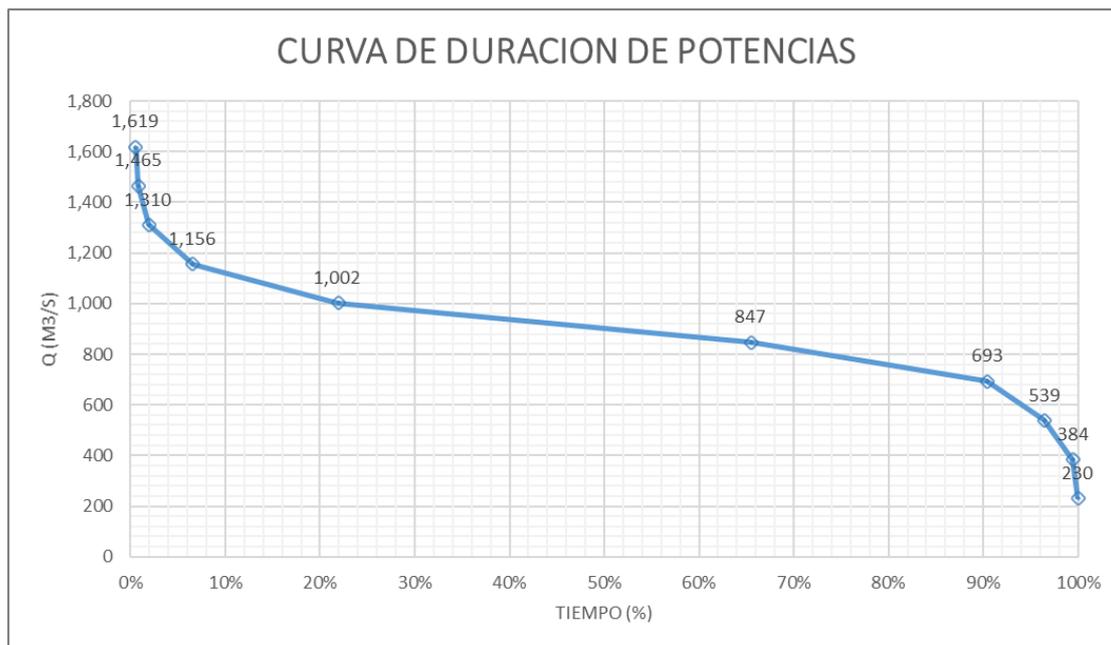
**Figura 27:** Curva de duración de caudales diarios del vertimiento de PTAR

**Fuente:** Elaboración propia



**Figura 28:** Histograma de frecuencias relativas

**Fuente:** Elaboración propia



**Figura 29:** Curva de duración de potencias

**Fuente:** Elaboración propia

Según el análisis realizado en la curva de duración de caudales diarios y la curva de duración de potencias, se concluye que el caudal de diseño más adecuado es 0.584 m<sup>3</sup>/s, este valor nos dará una probabilidad del 90% de ocurrencias durante el año, además de que se generará la mayor cantidad de energía aprovechable.

### Curva de Duración de Caudales – Análisis Horario

Debido a la particularidad de una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas, es importante considerar un análisis horario debido a la gran fluctuación del caudal proveniente de la ciudad a lo largo del día, donde se identifican horas pico de máximo caudal a primeras horas de la mañana y horas valle de mínimo caudal durante la medianoche.

Para lo cual se muestra a continuación el registro de caudales promedio horarios en el último año.

CAUDALES PROMEDIO HORARIOS DEL VERTIMIENTO PTAR (EFLUENTE A RÍO) - M3/S													
HORA	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	PROMEDIO
07:00	0.759	0.939	0.818	0.919	0.790	0.774	0.566	0.783	0.748	0.732	0.971	0.811	0.801
08:00	1.055	1.023	0.906	1.025	0.846	0.826	0.579	0.876	0.807	0.872	1.225	0.928	0.914
09:00	1.044	0.970	0.872	0.952	0.863	0.878	0.546	0.826	0.714	0.833	1.243	0.900	0.887
10:00	0.984	0.914	0.860	0.929	0.874	0.891	0.539	0.820	0.663	0.815	1.167	0.863	0.860
11:00	1.011	0.927	0.876	0.928	0.902	0.894	0.509	0.851	0.709	0.820	1.203	0.921	0.879
12:00	1.019	0.962	0.892	0.941	0.929	0.919	0.513	0.864	0.797	0.891	1.234	1.026	0.916
13:00	0.993	0.965	0.900	0.911	0.915	0.896	0.473	0.895	0.793	0.906	1.229	0.981	0.905
14:00	0.937	0.939	0.849	0.875	0.866	0.853	0.463	0.866	0.764	0.937	1.147	0.958	0.871
15:00	0.874	0.929	0.815	0.854	0.837	0.824	0.483	0.815	0.769	0.908	1.067	0.894	0.839
16:00	0.832	0.872	0.779	0.864	0.827	0.813	0.522	0.819	0.830	0.938	1.041	0.853	0.833
17:00	0.774	0.848	0.757	0.855	0.800	0.814	0.549	0.799	0.794	0.891	0.970	0.784	0.803
18:00	0.728	0.830	0.674	0.811	0.737	0.787	0.551	0.739	0.755	0.827	0.932	0.757	0.761
19:00	0.721	0.808	0.655	0.795	0.773	0.767	0.608	0.671	0.712	0.772	0.905	0.751	0.745
20:00	0.655	0.728	0.595	0.715	0.718	0.751	0.527	0.593	0.668	0.685	0.895	0.657	0.682
21:00	0.616	0.664	0.564	0.622	0.644	0.675	0.467	0.548	0.625	0.654	0.855	0.620	0.630
22:00	0.595	0.641	0.515	0.570	0.585	0.631	0.399	0.519	0.572	0.573	0.786	0.584	0.581
23:00	0.525	0.541	0.454	0.535	0.524	0.585	0.392	0.516	0.552	0.527	0.709	0.624	0.540
00:00	0.462	0.452	0.387	0.504	0.496	0.519	0.379	0.489	0.476	0.467	0.591	0.568	0.482
01:00	0.422	0.445	0.401	0.494	0.467	0.496	0.394	0.457	0.424	0.430	0.483	0.485	0.450
02:00	0.410	0.444	0.406	0.508	0.443	0.462	0.404	0.448	0.465	0.459	0.462	0.516	0.452
03:00	0.385	0.465	0.382	0.509	0.446	0.450	0.408	0.422	0.458	0.480	0.442	0.488	0.445
04:00	0.380	0.471	0.398	0.493	0.423	0.450	0.441	0.421	0.471	0.489	0.459	0.495	0.449
05:00	0.444	0.503	0.456	0.546	0.488	0.488	0.444	0.464	0.524	0.504	0.507	0.553	0.493
06:00	0.522	0.644	0.622	0.734	0.646	0.621	0.516	0.576	0.671	0.660	0.694	0.678	0.632
MAX	1.055	1.023	0.906	1.025	0.929	0.919	0.608	0.895	0.830	0.938	1.243	1.026	0.916
PROM	0.714	0.747	0.660	0.745	0.702	0.711	0.486	0.670	0.657	0.711	0.884	0.737	0.702
MIN	0.380	0.444	0.382	0.493	0.423	0.450	0.379	0.421	0.424	0.430	0.442	0.485	0.445

Tabla 13: Registro de Caudales promedio horarios del vertimiento de PTAR

Fuente: PTAR La Enlozada de Arequipa

Con la base de datos antes mostrada, se obtiene la siguiente información estadística:

Caudal [m3/s]	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa	Duración [%]
1.279 - 1.189	5	1.74%	1.74%
1.189 - 1.099	2	0.69%	2.43%
1.099 - 1.009	9	3.13%	5.56%
1.009 - 0.919	25	8.68%	14.24%
0.919 - 0.829	50	17.36%	31.60%
0.829 - 0.739	45	15.63%	47.22%
0.739 - 0.649	27	9.38%	56.60%
0.649 - 0.559	28	9.72%	66.32%
0.559 - 0.469	49	17.01%	83.33%
0.469 - 0.379	48	16.67%	100.00%

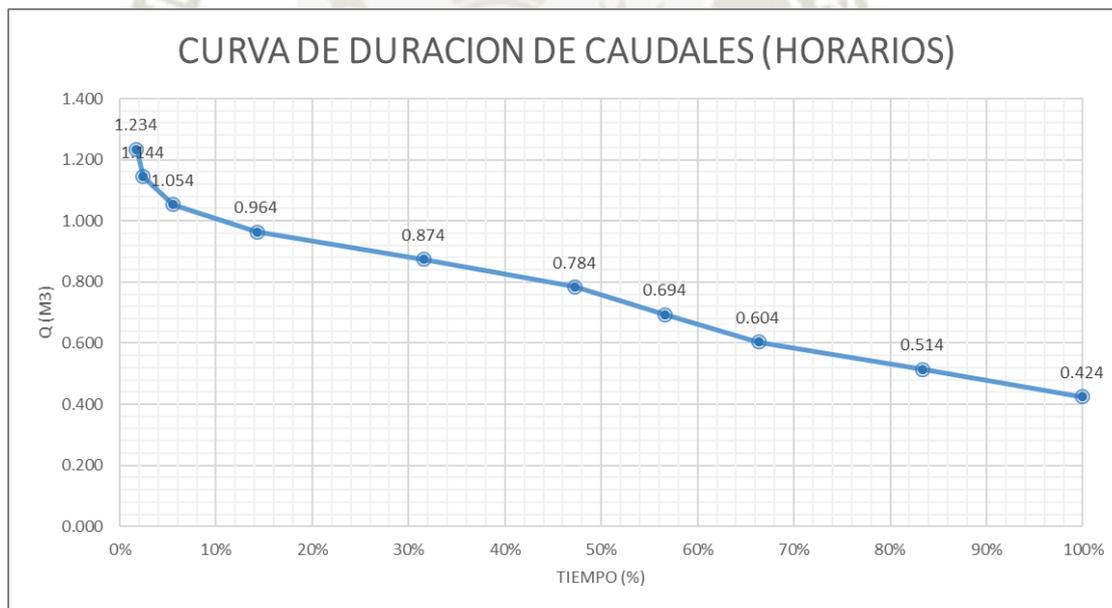
Tabla 14: Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales horarios

Fuente: Elaboración propia

Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Promedio [m <sup>3</sup> /s]	Duración [%]	Potencia relativa [kW]	Energía [kWh]
<b>1.279 - 1.189</b>	1.234	1.74%	1,465	222,766
<b>1.189 - 1.099</b>	1.144	2.43%	1,358	289,122
<b>1.099 - 1.009</b>	1.054	5.56%	1,251	608,848
<b>1.009 - 0.919</b>	0.964	14.24%	1,144	1,426,918
<b>0.919 - 0.829</b>	0.874	31.60%	1,037	2,871,302
<b>0.829 - 0.739</b>	0.784	47.22%	930	3,849,162
<b>0.739 - 0.649</b>	0.694	56.60%	824	4,083,566
<b>0.649 - 0.559</b>	0.604	66.32%	717	4,164,266
<b>0.559 - 0.469</b>	0.514	83.33%	610	4,452,559
<b>0.469 - 0.379</b>	0.424	100.00%	503	4,407,039

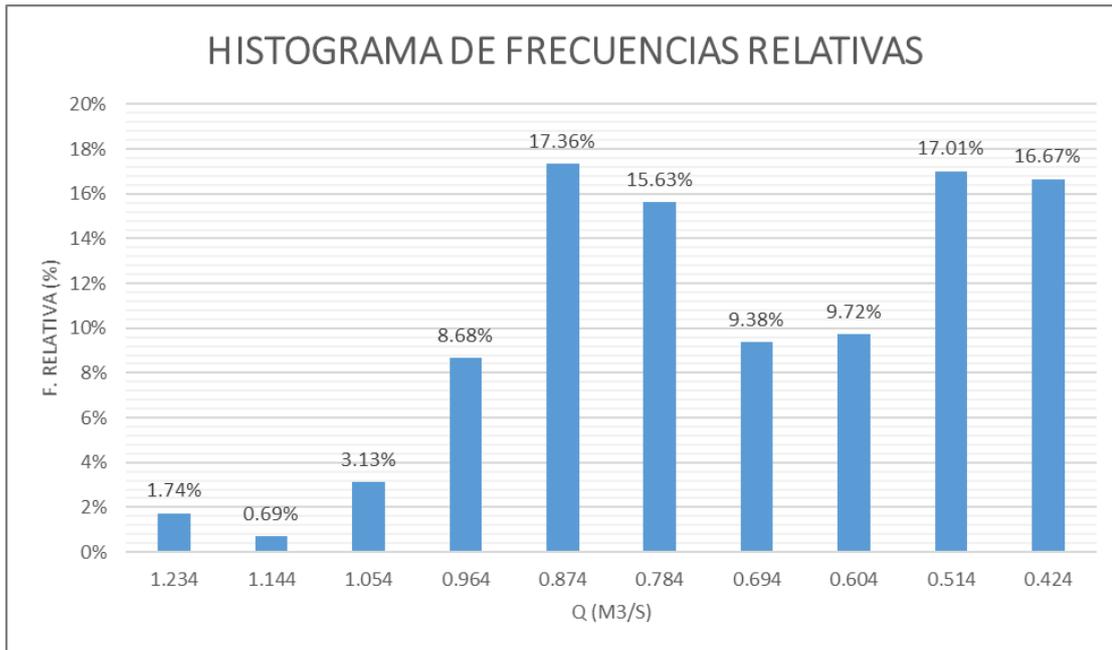
**Tabla 15:** Análisis de caudal medio horario, potencia y energía relativa

**Fuente:** Elaboración propia



**Figura 30:** Curva de duración de caudales horarios del vertimiento de PTAR

**Fuente:** Elaboración propia



**Figura 31:** Histograma de frecuencias relativas

*Fuente:* Elaboración propia

Según el análisis realizado en la curva de duración de caudales horarios se concluye que el caudal de diseño más adecuado es 0.514 m<sup>3</sup>/s, este valor nos dará una probabilidad del 83.3% de ocurrencias durante el año, además de que se generará la mayor cantidad de energía aprovechable.

Como conclusión del análisis diario y horario realizados se tiene que el **caudal de diseño más adecuado** para el cálculo del potencial hidrológico del vertimiento de la PTAR para la implementación de la minicentral hidroeléctrica es **0.514 m<sup>3</sup>/s**. Con este valor de caudal se estima la operación de la minicentral durante el **93.7%** del año (11.2 meses o 342 días), de los cuales operará el 83.3% del día. Se recomienda la **operación dentro del intervalo de 05:30 hrs a 23:00 hrs (17.5 horas)** según el análisis del gráfico siguiente.

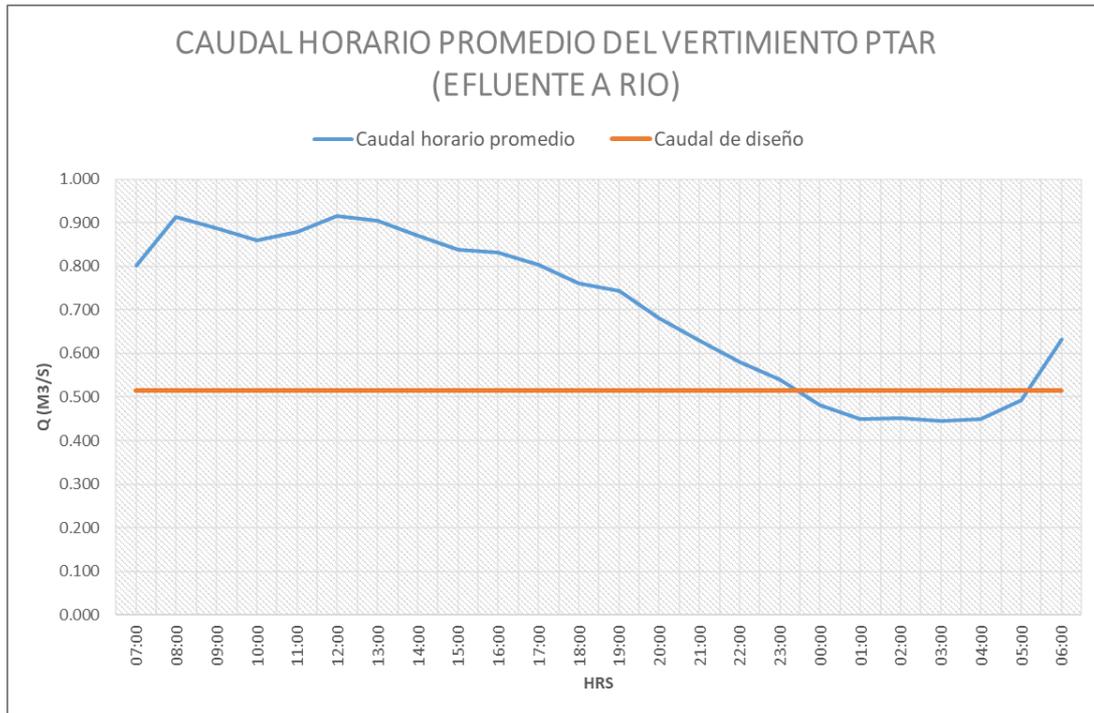


Figura 32: Caudales horario promedio del vertimiento PTAR

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.4. Evaluación de un Nuevo Caudal de Diseño Empleando una Cámara de Regulación

Debido a la variabilidad durante el día (24 horas) del caudal de vertimiento de la PTAR hacia el río Chili, originado por el comportamiento típico del afluente de las aguas residuales de la ciudad de Arequipa, es que se evalúa implementar una cámara de regulación para **compensar los valores de bajo flujo** del vertimiento (durante la noche), con la retención parcial de un volumen de agua de los valores máximos (durante el día).

#### Equilibrar la Tendencia VARIABLE

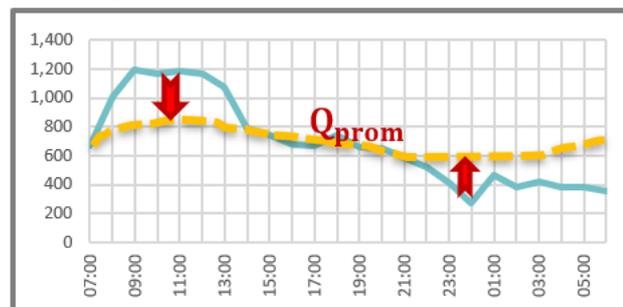


Figura 33: Equilibrio del caudal de vertimiento de la PTAR

*Fuente: Elaboración propia*

Para conseguir **compensar los valores de bajo flujo** del vertimiento al río, se analiza nuevamente los datos históricos de caudales del último año y se realiza algunas iteraciones para evaluar el nuevo caudal de diseño. Según la data histórica se propone evaluar una nueva Curva de duración de caudales desde un caudal propuesto de 0.65 m<sup>3</sup>/s en la cámara de regulación.

### Curva de Duración de Caudales – Análisis Horario

Se propone que durante las horas pico, de 8:00 a 17:00 horas, la cámara de regulación retendría un volumen de agua necesario para compensar la diferencia del caudal de las horas valle, de 21:00 a 6:00 horas, y alcanzar el valor de 0.65 m<sup>3</sup>/s.

En el mes de febrero no intervendría la cámara de regulación debido a los valores constantes de caudal en el transcurso del día.

Se muestra a continuación el nuevo registro hipotético de caudales promedio horarios del último año, con la intervención de la cámara de regulación.

CAUDALES PROMEDIO HORARIOS DEL VERTIMIENTO PTAR (EFLUENTE A RÍO) - M <sup>3</sup> /S													
HORA	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19	PROM
07:00	0.759	0.939	0.818	0.919	0.790	0.774	0.566	0.783	0.748	0.732	0.971	0.811	0.801
08:00	1.020	1.023	0.821	0.997	0.841	0.826	0.579	0.774	0.782	0.872	1.225	0.899	0.888
09:00	0.988	0.961	0.738	0.872	0.798	0.859	0.546	0.694	0.637	0.755	1.243	0.834	0.827
10:00	0.859	0.806	0.664	0.814	0.748	0.826	0.539	0.687	0.565	0.692	1.167	0.836	0.767
11:00	0.823	0.730	0.612	0.781	0.748	0.763	0.509	0.689	0.535	0.637	1.143	0.839	0.734
12:00	0.790	0.757	0.643	0.785	0.746	0.766	0.513	0.672	0.570	0.670	1.067	0.860	0.737
13:00	0.753	0.759	0.657	0.769	0.708	0.708	0.473	0.693	0.608	0.715	1.041	0.847	0.728
14:00	0.672	0.753	0.581	0.734	0.662	0.653	0.463	0.638	0.572	0.768	0.939	0.796	0.686
15:00	0.604	0.750	0.563	0.697	0.610	0.624	0.483	0.586	0.591	0.747	0.875	0.738	0.656
16:00	0.625	0.726	0.584	0.760	0.665	0.651	0.522	0.632	0.704	0.792	0.898	0.756	0.693
17:00	0.646	0.843	0.729	0.855	0.796	0.785	0.549	0.725	0.794	0.891	0.970	0.784	0.781
18:00	0.728	0.830	0.674	0.811	0.737	0.787	0.551	0.739	0.755	0.827	0.932	0.757	0.761
19:00	0.721	0.808	0.655	0.795	0.773	0.767	0.608	0.671	0.712	0.772	0.905	0.751	0.745
20:00	0.655	0.728	0.595	0.715	0.718	0.751	0.527	0.593	0.668	0.685	0.895	0.657	0.682
21:00	0.650	0.664	0.650	0.650	0.650	0.675	0.467	0.650	0.650	0.654	0.855	0.650	0.655
22:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.399	0.650	0.650	0.650	0.786	0.650	0.640
23:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.392	0.650	0.650	0.650	0.709	0.650	0.633
00:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.379	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.627
01:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.394	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.629
02:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.404	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.630
03:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.408	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.630
04:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.441	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.633
05:00	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.444	0.650	0.650	0.650	0.650	0.650	0.633
06:00	0.650	0.650	0.650	0.734	0.650	0.650	0.516	0.650	0.671	0.660	0.694	0.678	0.654
MAX	1.020	1.023	0.821	0.997	0.841	0.859	0.608	0.783	0.794	0.891	1.243	0.899	0.888
PROM	0.714	0.747	0.660	0.745	0.702	0.711	0.486	0.670	0.657	0.711	0.884	0.737	0.702
MIN	0.604	0.650	0.563	0.650	0.610	0.624	0.379	0.586	0.535	0.637	0.650	0.650	0.627

**Tabla 16:** Registro de Caudales promedio horarios con Cámara de regulación

*Fuente:* PTAR La Enlozada de Arequipa

Con la base de datos antes mostrada, se obtiene la siguiente información estadística:

Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa	Duración [%]
1.279 - 1.189	2	0.69%	0.69%
1.189 - 1.099	2	0.69%	1.39%
1.099 - 1.009	4	1.39%	2.78%
1.009 - 0.919	8	2.78%	5.56%
0.919 - 0.829	21	7.29%	12.85%
0.829 - 0.739	55	19.10%	31.94%
0.739 - 0.649	149	51.74%	83.68%
0.649 - 0.559	25	8.68%	92.36%
0.559 - 0.469	12	4.17%	96.53%
0.469 - 0.379	10	3.47%	100.00%

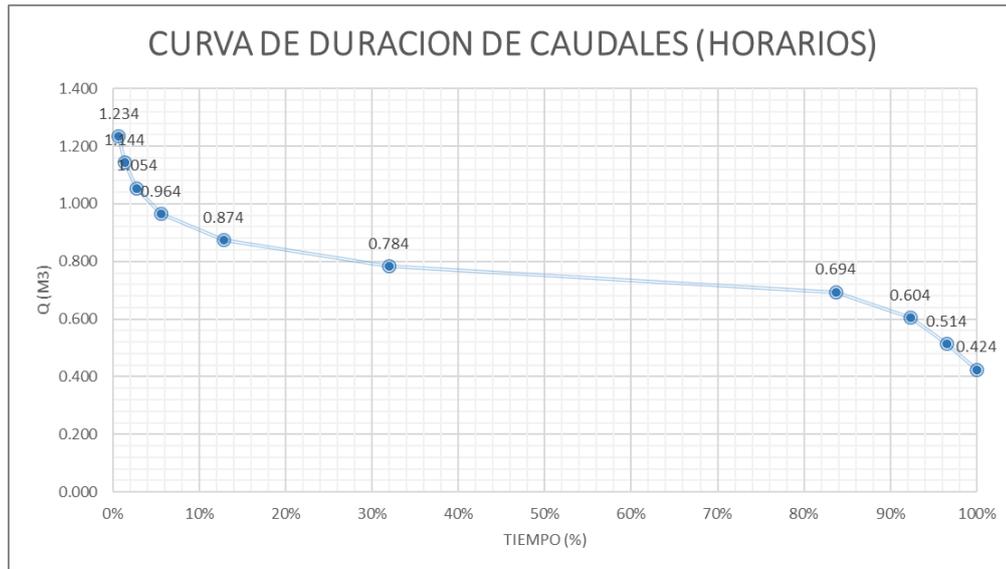
**Tabla 17:** Análisis de Frecuencia absoluta, relativa y duración de caudales horarios

*Fuente:* Elaboración propia

Caudal [m <sup>3</sup> /s]	Promedio [m <sup>3</sup> /s]	Duración [%]	Potencia relativa [kW]	Energía [kWh]
1.279 - 1.189	1.234	0.69%	1,465	89,106
1.189 - 1.099	1.144	1.39%	1,358	165,212
1.099 - 1.009	1.054	2.78%	1,251	304,424
1.009 - 0.919	0.964	5.56%	1,144	556,846
0.919 - 0.829	0.874	12.85%	1,037	1,167,452
0.829 - 0.739	0.784	31.94%	930	2,603,845
0.739 - 0.649	0.694	83.68%	824	6,037,664
0.649 - 0.559	0.604	92.36%	717	5,799,449
0.559 - 0.469	0.514	96.53%	610	5,157,547
0.469 - 0.379	0.424	100.00%	503	4,407,039

**Tabla 18:** Análisis de caudal medio horario, potencia y energía relativa

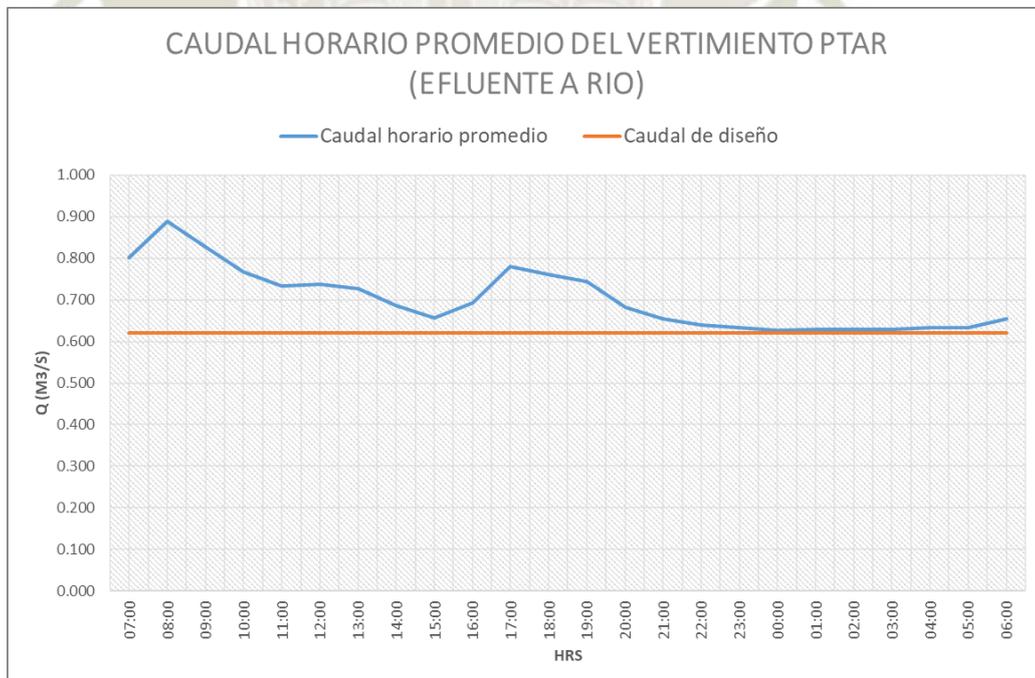
*Fuente:* Elaboración propia



**Figura 34:** Curva de duración de caudales horarios con Cámara de regulación

*Fuente:* Elaboración propia

Según el análisis realizado en la curva de duración de caudales horarios se concluye que el **nuevo caudal de diseño más adecuado** es **0.620 m3/s**, este valor nos dará una **probabilidad del 90%** de ocurrencias durante el año, además de que se generará la mayor cantidad de energía aprovechable.



**Figura 35:** Caudales horario promedio con Cámara de regulación

*Fuente:* Elaboración propia

### Dimensionamiento de la cámara de regulación

A continuación, se muestra el cuadro de volúmenes que se almacenarían en la cámara de regulación para lograr el nuevo caudal de diseño calculado de 0.620 m<sup>3</sup>/s. Se detallan los volúmenes horarios y el volumen total acumulado en las horas pico de 8:00 a 17:00 horas.

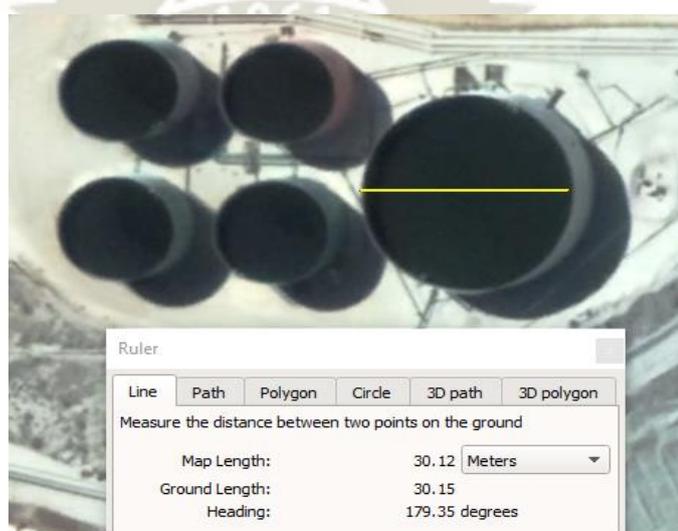
VOLUMENES HORARIOS RETENIDOS EN LA CAMARA DE REGULACION												
HORA	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19
08:00	124	2,392	308	99	21	2,430	-	367	91	2,355	3,078	107
09:00	199	34	484	289	235	68	-	472	279	278	2,831	239
10:00	452	391	705	413	455	234	-	482	353	444	2,551	95
11:00	676	711	948	527	555	470	-	581	626	658	214	296
12:00	822	737	896	562	660	553	-	694	814	793	600	596
13:00	866	743	878	511	745	678	-	728	666	688	678	483
14:00	952	667	965	507	733	721	-	820	692	610	750	582
15:00	972	645	906	565	817	719	-	823	643	580	689	560
16:00	743	529	699	375	585	585	-	670	454	526	514	349
17:00	460	20	101	2,644	14	103	-	265	2,414	2,375	2,500	2,442
<b>TOTAL</b>	<b>6,265</b>	<b>6,869</b>	<b>6,892</b>	<b>6,492</b>	<b>4,821</b>	<b>6,560</b>	<b>-</b>	<b>5,902</b>	<b>7,032</b>	<b>9,307</b>	<b>14,404</b>	<b>5,748</b>

**Tabla 19:** Volúmenes horarios en la Cámara de regulación

*Fuente:* Elaboración propia

Se observa que, para alcanzar la nueva condición de caudal de diseño y probabilidad de ocurrencias en el año, el volumen mínimo requerido de la cámara de regulación debe ser 14,404 m<sup>3</sup>, lo que demandaría una gran magnitud en las dimensiones del estanque.

Se muestra a continuación un ejemplo de la magnitud de un conjunto de estanques con una capacidad total de 14,000 m<sup>3</sup>.



**Figura 36:** Tanques de agua de 14,000 m<sup>3</sup>

*Fuente:* Google earth

Por lo antes expuesto, se considera que NO es viable realizar la IMPLEMENTACIÓN de una cámara de regulación, debido a:

- Pequeña pérdida de altura en la caída bruta de la tubería de fuerza.
- No se cuenta con el área disponible en la PTAR.
- Requiere permisos y trámites legales por la ubicación de la cámara.
- Elevado costo de construcción.
- Requiere modificaciones importantes a la infraestructura y tubería de fuerza existente.
- Afectación indirecta a la calidad del agua residual tratada por el incremento del tiempo de retención. Leve disminución del cloro residual.

Otra alternativa que debe ser evaluada a nivel corporativo, es emplear la poza de equalización existente en la zona, que forma parte de la infraestructura de la empresa minera cercana, como “Cámara de regulación”.



**Figura 37:** Poza de equalización existente de 35,000 m<sup>3</sup>

**Fuente:** Google earth

Con el volumen de almacenamiento de la poza de equalización, sería técnicamente VIABLE emplearla como parte del proyecto, y se podría alcanzar el caudal de diseño deseado de 0.620 LPS.

Esta oportunidad implica muchos factores legales y sociales que escapan al alcance del presente estudio, por lo que NO se considerará en los siguientes capítulos.

### 3.2.5. Proyección de Caudales de la PTAR

Para las proyecciones de población y caudal de aguas residuales de Arequipa se emplearon los datos de diseño considerados en el Estudio de Factibilidad e Ingeniería Básica del Sistema de Emisores y Tratamiento de Aguas Residuales de la Ciudad de Arequipa-2008 y del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), según el censo realizado el año 2007. A continuación, se presentan los caudales de diseño proyectados para el AFLUENTE a la PTAR:

<b>CAUDALES DE DISEÑO PROYECTADOS PARA EL AFLUENTE DE PTAR</b>				
<b>AÑO</b>	<b>N°</b>	<b>MIN.</b>	<b>PROM.</b>	<b>MAX.</b>
2028	14	-	1757	3574
2029	15	-	1792	3643
2030	16	-	1844	3749
2031	17	-	1880	3822
2032	18	-	1917	3895
2033	19	-	1955	3970
2034	20	-	1993	4047
2035	21	-	2032	4125
2036	22	-	2071	4204
2037	23	1249	2110	4283
2038	24	1272	2149	4362
2039	25	1295	2188	4441
2040	26	1318	2227	4520
2041	27	1341	2266	4599
2042	28	1365	2305	4678
2043	29	1388	2344	4757

**Tabla 20:** Proyección de caudales de afluente a la PTAR

*Fuente:* PTAR La Enlozada de Arequipa

Con los datos mostrados en el cuadro anterior se puede estimar la proyección de caudales disponibles para el vertimiento de la PTAR al río Chili hasta al año 2043:

AÑO	AFLUENTE PROMEDIO [LPS]	VERTIMIENTO PROMEDIO APROX. [LPS]	CAUDAL DISEÑO MCH [LPS]	DIFERENCIA (Q - 514) [LPS]
<b>2019</b>	<b>1700</b>	<b>693</b>	<b>514</b>	0
:	:	:	:	:
2028	1757	757	561	47
2029	1792	792	587	73
2030	1844	844	626	112
2031	1880	880	653	139
2032	1917	917	680	166
2033	1955	955	708	194
2034	1993	993	737	223
<b>2035</b>	<b>2032</b>	<b>1032</b>	<b>765</b>	<b>251</b>
2036	2071	1071	794	280
2037	2110	1110	823	309
2038	2149	1149	852	338
2039	2188	1188	881	367
2040	2227	1227	910	396
2041	2266	1266	939	425
2042	2305	1305	968	454
2043	2344	1344	997	483

*Tabla 21: Proyección de caudales de vertimiento al río Chili*

*Fuente: Elaboración propia*

Mediante la tabla mostrada se podría estimar la AMPLIACION de la MCH con una nueva turbina de una capacidad según el caudal de DIFERENCIA.

### 3.2.6. Transporte de sólidos y sedimentos

Debido a la naturaleza de la calidad del efluente (agua residual tratada), y al tratamiento biológico de la PTAR que incluye procesos de sedimentación mecánica e hidráulica, es que la concentración de solidos suspendidos en el agua es relativamente baja. Ya que por otro lado la PTAR cumple con los Límites Máximos Permisibles para los efluentes de Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales Domésticas o Municipales del DECRETO SUPREMO N.º 003-2010-MINAM y por tanto presenta una concentración de sólidos suspendidos totales menor a 150 mg/L. Actualmente este valor en el agua residual tratada de la PTAR de Arequipa (EFLUENTE) está muy por debajo, con un valor máximo promedio de 17 mg/L.

A continuación, se muestran los registros de mediciones de SST en mg/L en el efluente de la PTAR de Arequipa:

REGISTRO DE CALIDAD DE SST EN EL EFLUENTE DE PTAR (mg/L)												
DIA	Ago-18	Set-18	Oct-18	Nov-18	Dic-18	Ene-19	Feb-19	Mar-19	Abr-19	May-19	Jun-19	Jul-19
1	14		12				13	12	9	12		11
2		13		13	10	12					16	
3	16	11	15		13		9	11	13	11	11	15
4				12		12	13	8				
5	18	12	16	11	13				17	15	15	11
6	11					12	7	8		11		
7		13	14	13	11	11			14		11	15
8	18		13				6	8	15	15		11
9		19		13	16	10					15	
10	15	12	15		11		15	12	13	11	13	10
11				11		11	17	6				
12	18	16	13	16	14				15	11	17	13
13	15					15	16	7		13		
14		15	15	11	12	13			14		15	15
15	17		13				8	6	8	15		16
16		13		11	13	10					13	
17	13	12	18		11		8	10	10	11	15	16
18				12		10	12	14				
19	19	10	11	15	12				13	11	15	
20	20					14	9	11		13		
21		13	13		11	9			11		15	
22	19		13				13	10	9	18		
23		13		11	9	8					13	
24	21	10	15		9		13	11	12	18	14	15
25				13		14	13	15				
26	16	13	13	15	10				13	12	13	17
27	19					14	11	13		10		
28		13	10	15	9	9			13		12	17
29	17		9					13	9	17		12
30		13		13	10	13					11	
31	17		16		12			8		11		17
MAX	21	19	18	16	16	15	17	15	17	18	17	17
PROM	17	13	14	13	11	12	11	10	12	13	14	14

*Tabla 22: Calidad de SST del efluente de la PTAR*

*Fuente: PTAR La Enlozada de Arequipa*

He de considerar además que el valor de diseño de la PTAR de Arequipa es de 30 mg/L, lo que indica una mayor eficiencia del tratamiento.

### 3.3. GEOLOGÍA

El estudio geológico se realizó durante la implementación del proyecto PTAR de Arequipa para el montaje de la tubería de vertimiento del efluente hacia el río. A continuación, se muestran los planos de las proyecciones de planta y perfil del recorrido de la tubería:

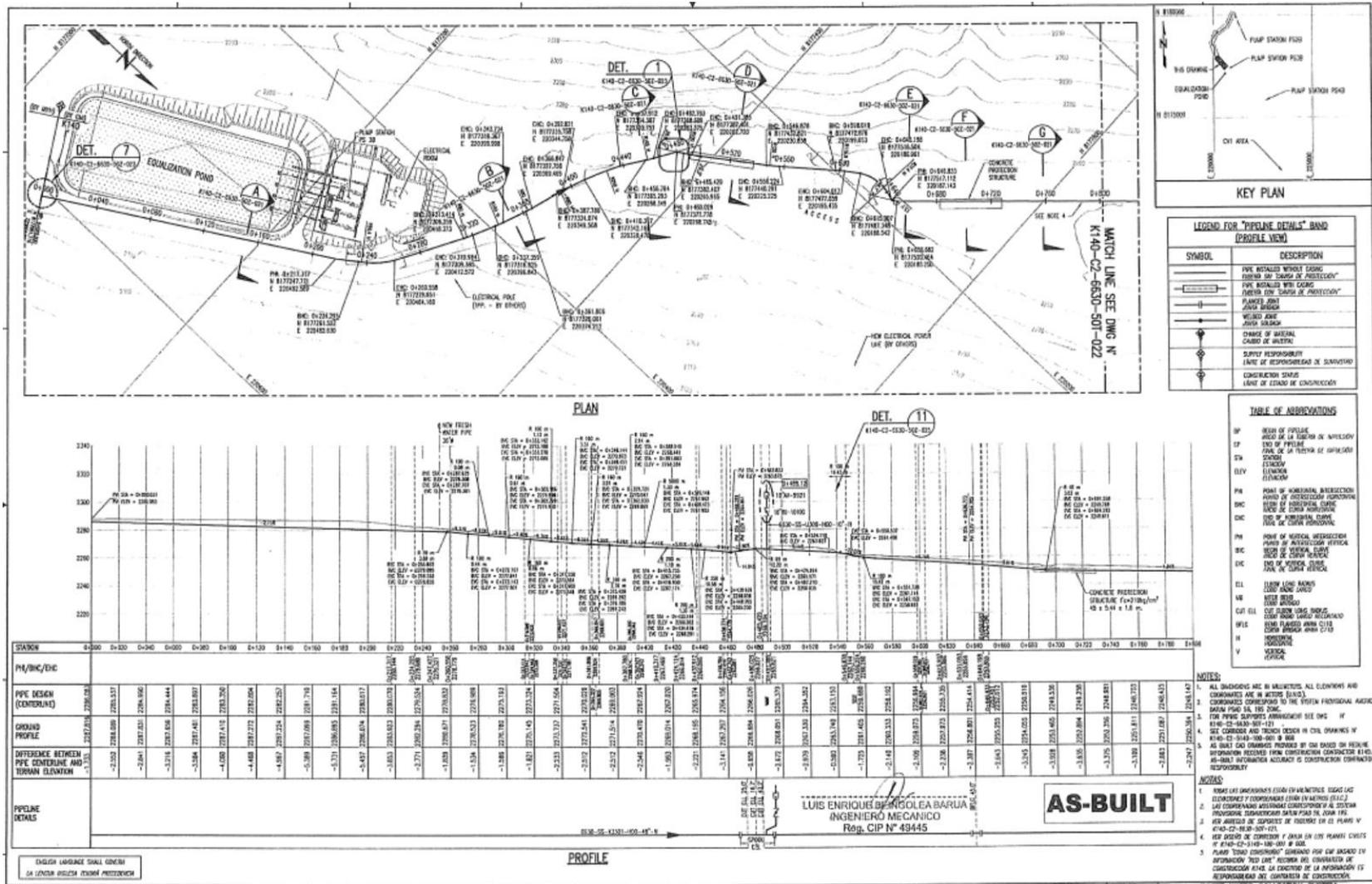


Figura 38: Arreglo de tuberías de la línea de vertimiento de PTAR – Plano 1 de 5  
Fuente: PTAR La Enlozada de Arequipa







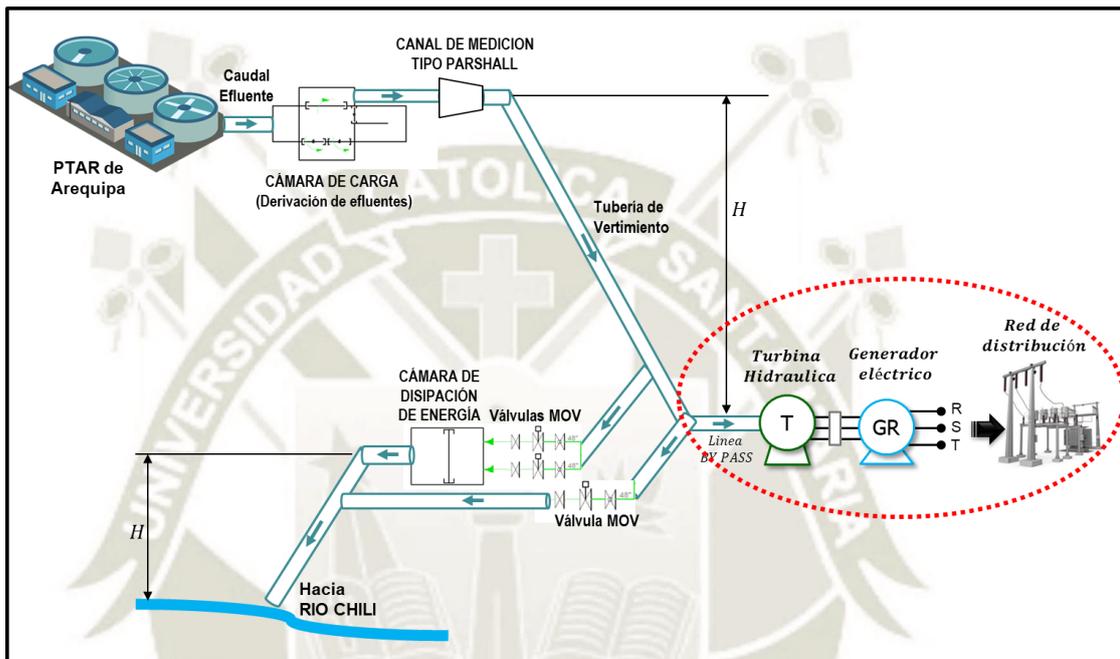




## 4. INGENIERÍA BÁSICA DEL PROYECTO

### 4.1. DIAGRAMA Y CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

El esquema topológico del proyecto de la minicentral hidroeléctrica quedará distribuido según el siguiente diagrama:



*Figura 43: Diagrama del proyecto de la minicentral hidroeléctrica*

*Fuente: Elaboración propia*

Según la información topográfica y el diagrama antes mostrado, la toma de agua en la cámara de carga existente está ubicado en la cota 2286.08 m.s.n.m. y la cota de la llegada a la planta de pretratamiento donde se ubicará la casa de máquinas es de 2113.04 m.s.n.m., por lo tanto, se tomará como **caída bruta el valor de  $H = 173.04$  metros**. La tubería de fuerza tiene una pendiente variable, incluyendo en algunos tramos, valores negativos, la pendiente promedio total es de 4.6%.

La longitud horizontal según la vista de perfil de la tubería de fuerza es de 3760 metros.



*Figura 44: Ubicación de las instalaciones de la minicentral, vista de planta*

*Fuente: Google Earth*

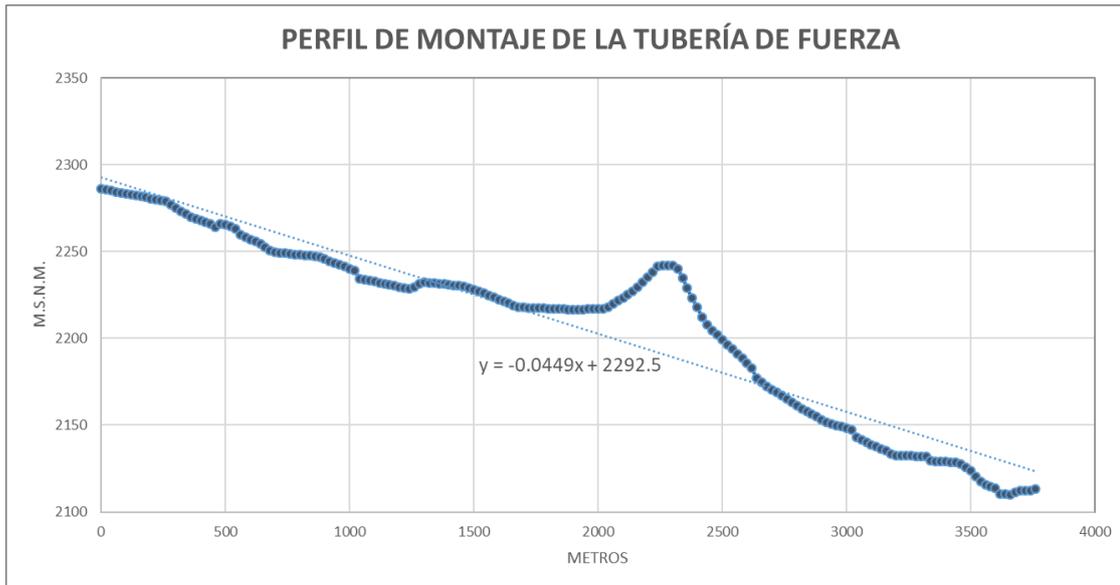
## 4.2. DIMENSIONAMIENTO DE COMPONENTES Y EQUIPOS

### 4.2.1. Obras de Captación

Debido a la naturaleza del proyecto, y a que se usará el caudal del efluente de una planta de tratamiento de aguas residuales, con la calidad de un agua residual tratada en los diferentes procesos de la planta, es que hacen innecesario realizar el dimensionamiento de componentes como el Azud, la Bocatoma, el Canal de conducción, y el Desarenador.

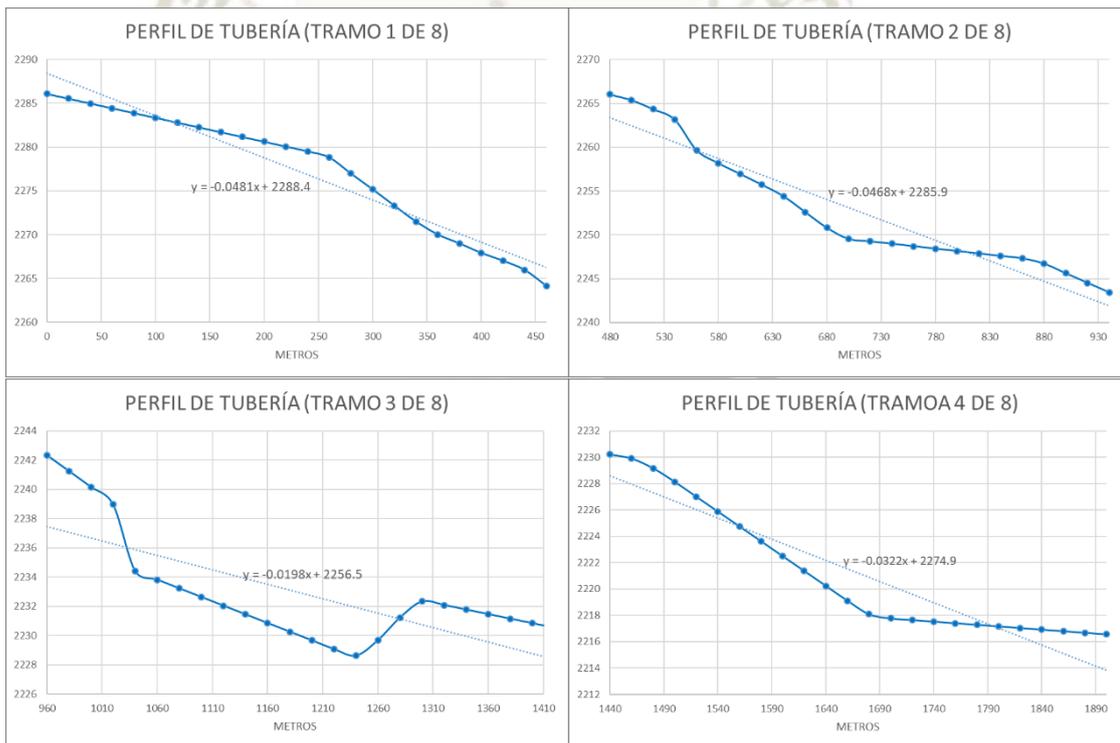
### 4.2.2. Tubería de fuerza

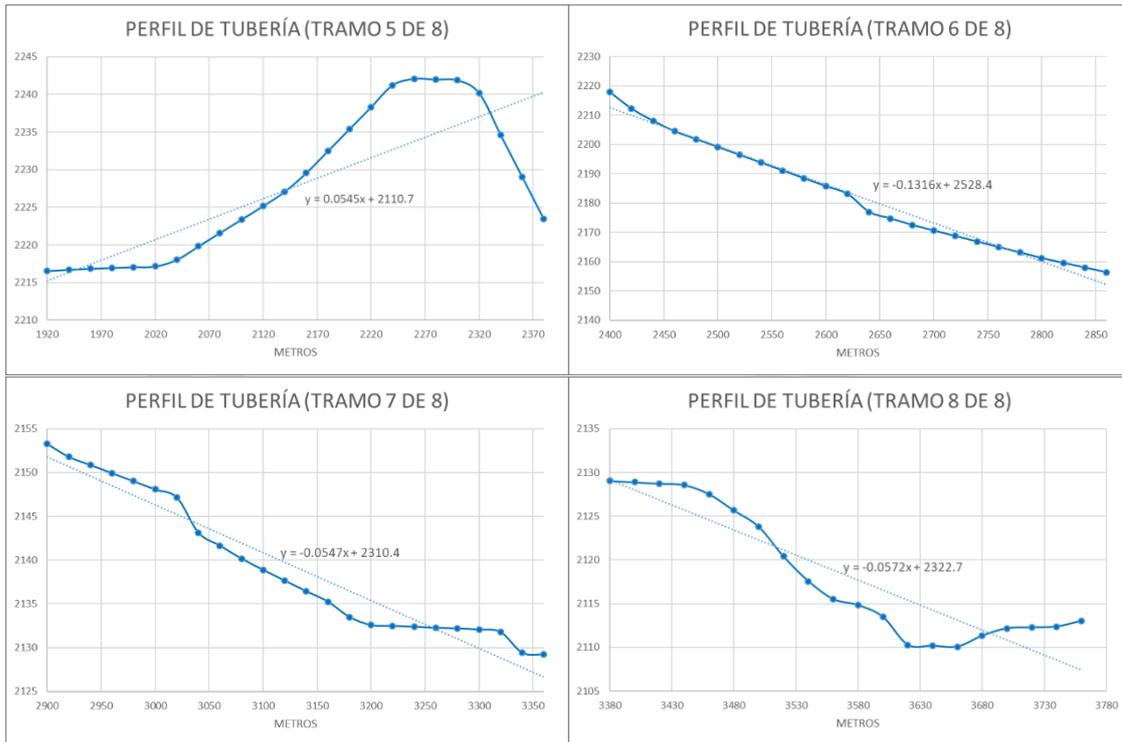
De la información topográfica disponible de los planos se tiene el siguiente perfil de montaje de la tubería de fuerza existente.



**Figura 45:** Perfil general de montaje de la tubería de fuerza

*Fuente:* Elaboración propia





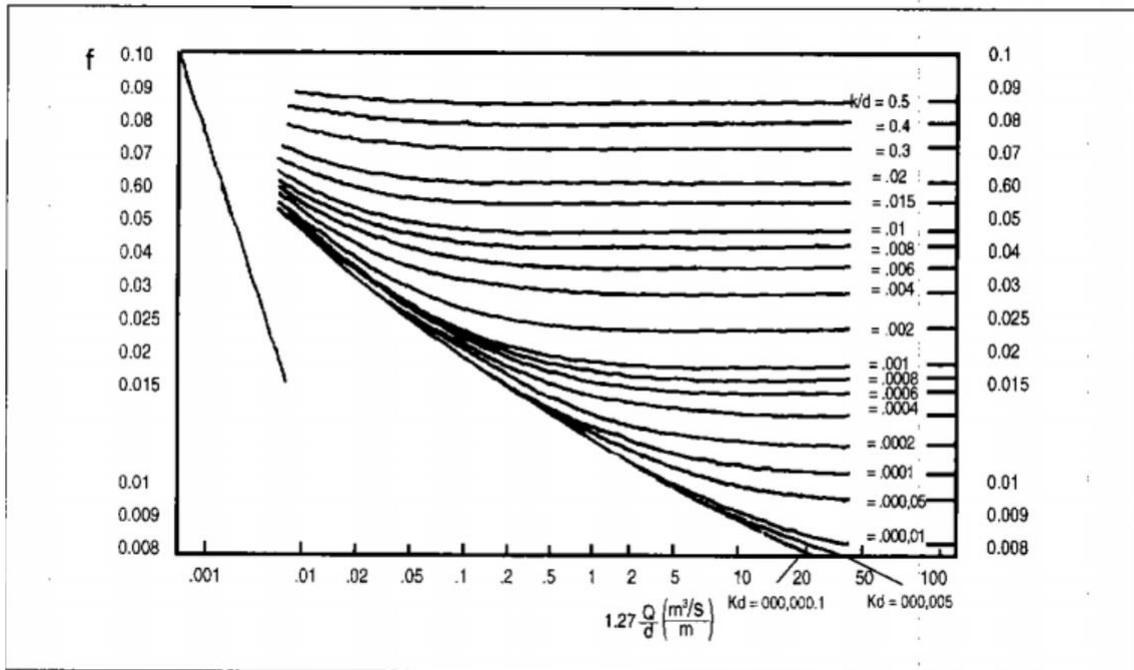
**Figura 46:** Perfiles por tramos de montaje de la tubería de fuerza

**Fuente:** Elaboración propia

## PERDIDA DE CARGA EN LA TUBERÍA DE FUERZA

Para estimar el coeficiente de pérdidas por fricción en la tubería de fuerza se empleará el diagrama de moody mostrado.

NOTA: Como se observa, el coeficiente de fricción absoluta del acero es mayor que la del HDPE, para este caso y siendo conservador se trabajará con los datos para acero.



**Figura 47:** Diagrama de Moody para pérdidas por fricción

**Fuente:** Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

Se obtiene:

$$1.27 \frac{Q}{d} = 1.27 \frac{0.514}{1.2} = 0.54$$

$$\frac{K}{d} = \frac{0.05}{1200} = 0.00004$$

**Rugosidad absoluta (ks) para diferentes materiales utilizados en la fabricación de tuberías**

Material	Ks (mm)
Vidrio	0,0003
PVC, CPVC, HDPE	0,0015
Acero	0,046
Hierro Forjado	0,06
Hierro Dúctil	0,25
Concreto	0,3-3,0

**Tabla 23:** Tabla de rugosidad absoluta de materiales

**Fuente:** Catalogo técnico de TIGRE Latinoamérica

RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES			
Material	$\epsilon$ (mm)	Material	$\epsilon$ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0,0015	Fundición asfaltada	0,06-0,18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01	Fundición	0,12-0,60
Tubos estirados de acero	0,0024	Acero comercial y soldado	0,03-0,09
Tubos de latón o cobre	0,0015	Hierro forjado	0,03-0,09
Fundición revestida de cemento	0,0024	Hierro galvanizado	0,06-0,24
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024	Madera	0,18-0,90
Fundición centrifugada	0,003	Hormigón	0,3-3,0

**Tabla 24:** Rugosidad absoluta de materiales

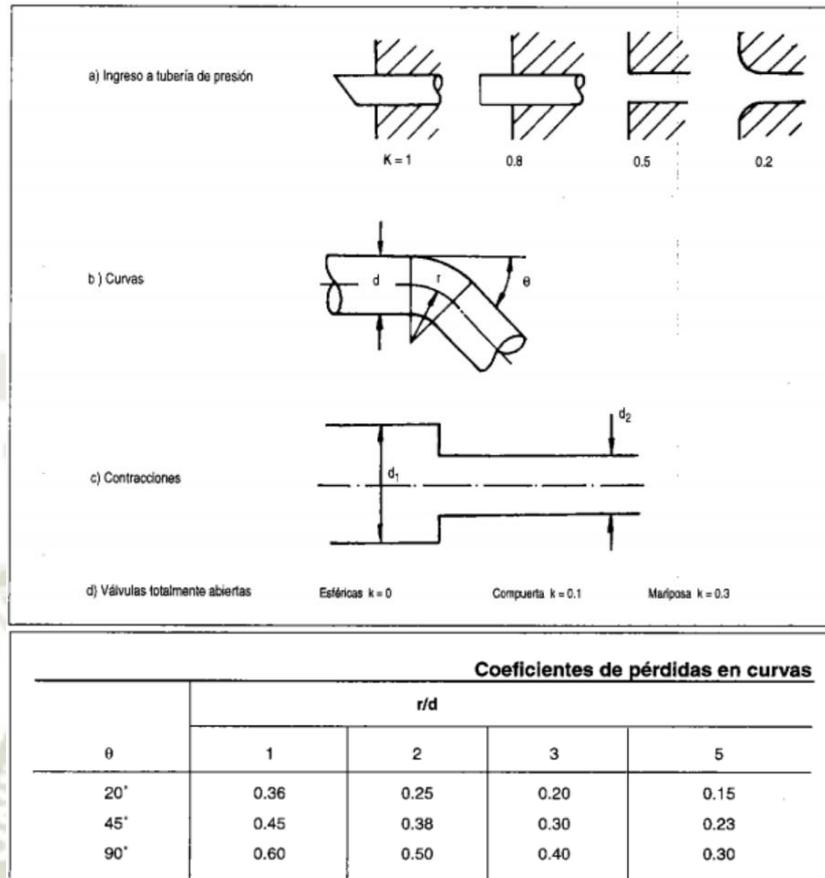
**Fuente:** [https://previa.uclm.es/area/ing\\_rural/Hidraulica/Temas/TablaRugosidadAbsoluta](https://previa.uclm.es/area/ing_rural/Hidraulica/Temas/TablaRugosidadAbsoluta)

Del diagrama de Moody se obtiene que el coeficiente de fricción es el siguiente considerando un 72% del tramo en HDPE y un 28% del tramo en acero al carbono:

$$f = 0.0015 * 0.72 + 0.046 * 0.28$$

$$f = 0.014$$

La tubería de fuerza existente no presenta codos ni válvulas en su recorrido, solo cambios de dirección (con curvas de radio muy grandes) causadas por las variaciones de geometría del terreno, las cuales son absorbidas por el recorrido y trazo de la tubería HDPE. Por tanto, no es posible emplear los coeficientes de pérdidas en curvas siguientes:



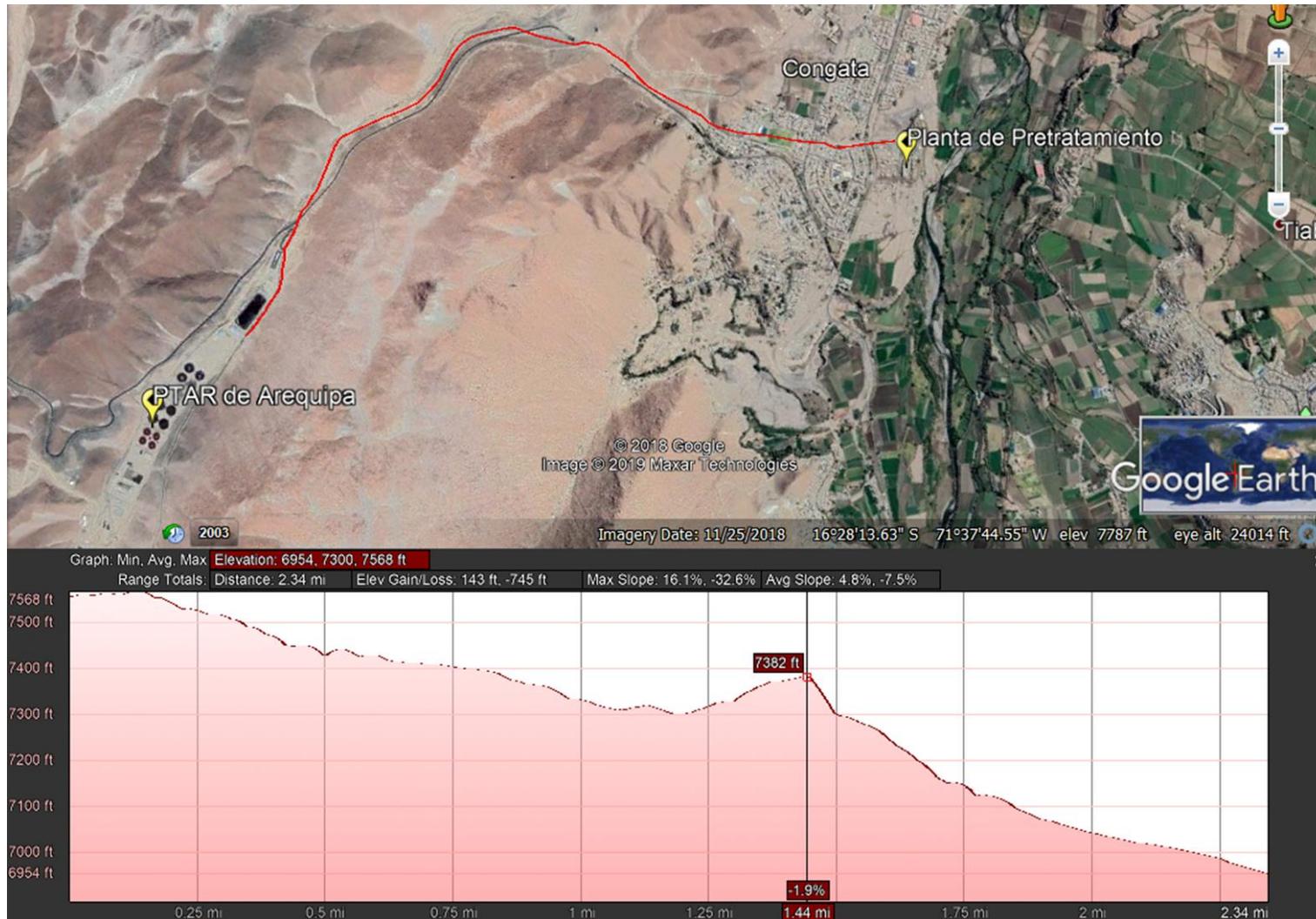
**Figura 48:** Pérdidas debido a turbulencias

**Fuente:** Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

Para cubrir las pérdidas por dichos cambios de dirección, se adiciona un 50% al factor de fricción calculado:

$$f = 0.014 * 1.5$$

$$f = 0.021$$



**Figura 49:** Perfil general de montaje de la tubería de fuerza  
**Fuente:** Google Earth

Los parámetros que se tomarán para el diseño son:

N°	PARAMETRO	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
1	Caudal de diseño	$Q_d$	0.514	$m^3/s$
2	Esfuerzo a la tracción del acero A-36	S	4200	$kg/cm^2$
3	Densidad del acero	$\rho_m$	7850	$kg/m^3$
4	Coefficiente de perdidas	f	0.021	Adimensional
5	Coefficiente por empleo de uniones	kf	0.85	Adimensional
6	Costo de plancha de acero A-36	c	3.25	$Soles/kg$
7	Costo de energía (costo unitario promedio calculado para el 2019)	Pe	0.067	$US\$/kWh$
8	Interés anual (estimado al 2019)	i	16	%
9	Periodo de amortización deseado	n	20	años
10	Rendimiento total (turbina, transmisión y generador)	$\eta$	74	%
11	Tiempo de operación de la minicentral al año	T1	93.7 (11.2)	% meses
12	Tiempo de operación de la minicentral al día	T2	17.5 (05:30 – 23:00)	horas

*Tabla 25: Parámetros de diseño de la minicentral*

*Fuente: Elaboración propia*

## FACTOR DE PLANTA ANUAL

Para el factor de planta se consideran, las horas y días fuera de operación de la minicentral por no alcanzar el caudal de diseño, y las horas fuera de servicio por trabajos de mantenimiento.

Cabe mencionar que la Planta de pretratamiento y las estaciones de bombeo PS-1B y PS-2B tienen una operación continua (24 horas al día), saliendo solo de operación por temas de mantenimiento.

Por lo expuesto, para el cálculo del factor de planta anual se procede de la siguiente manera:

$$FP = \frac{17.5 \text{ hr}}{24 \text{ hr}} * \frac{11.2 \text{ Mes}}{12 \text{ Mes}}$$

$$FP = 0.683$$

SALIDA DE SERVICIO: En la práctica, la turbina podría salir de operación por 1 o 2 meses al año debido a averías, reparaciones, falta de repuestos, ajustes, otros. Incluso en operaciones de rutina como inspección y limpieza se producirá la salida de operación con la consecuente reducción del factor de planta.

Un estimado aproximado en la salida de operación basado en un planeamiento adecuado de O + M, será de un mes al año. Dado que ello equivale a 1/12 del año, el factor de planta es aproximadamente 1/12 menos que el calculado:

$$FP = 0.683 * \frac{11}{12}$$

$$FP = 0.626$$

#### A. COSTO ANUALIZADO DE LA TUBERÍA

a) Espesor de la tubería:

$$e = \frac{1.5 \times P \times D}{2 \times S}$$

$$e = \frac{1.5 \times \gamma_{H2O} \times H \times D}{2 \times S}$$

b) Peso de la tubería:

$$P = \pi \times D \times e \times L \times \gamma_{Acero}$$

$$P = \frac{\pi \times D \times L \times \gamma_{Acero} \times 1.5 \times \gamma_{H2O} \times H \times D}{2 \times S}$$

$$P = \frac{\pi \times 1.5 \times 1000 \times 7850 \times D^2 \times H \times L}{2 \times 42,000,000}$$

$$P = 0.44 \times D^2 \times H \times L [kgf]$$

c) Costo anualizado de la tubería:

$$a = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n + 1}$$

$$a = \frac{0.16 \times (1.16)^{20}}{1.16^{20} - 1}$$

$$a = 0.1687$$

*Costo Tubería = Costo Plancha + (Fabricación + Transporte + Montaje)*

$$\text{Costo Tubería aprox} = 1 \frac{\text{US\$}}{\text{kgf}} + 10 \frac{\text{US\$}}{\text{kgf}}$$

$$\text{Costo Tubería instalada aprox} = 11 \frac{\text{US\$}}{\text{kgf}}$$

$$S_T = P \times C \times a$$

$$S_T = 0.44 \times D^2 \times H \times L \times 11 \times 0.1687$$

$$S_T = 0.816 \times D^2 \times H \times L$$

## B. PÉRDIDA DE ENERGIA AL AÑO

$$h_f = \left( f \frac{L}{D} + \sum K + f \frac{\sum L_{eq}}{D} \right) \times \frac{8 \times Q^2}{\pi^2 \times D^4 \times g}$$

$$h_f = 0.021 \frac{L}{D} \times \frac{8 \times Q^2}{\pi^2 \times D^4 \times g}$$

$$h_f = 0.00174 \frac{L \times Q^2}{D^5}$$

$$P_{pérdida} = \frac{\gamma_{H_2O} \times Q \times h_f \times \eta_{Total}}{102}$$

$$P_{pérdida} = 1000 \times 0.00174 \frac{L \times Q^3}{D^5 \times 102} \times 0.74$$

$$P_{pérdida} = 0.0126 \frac{L \times Q^3}{D^5}$$

Incluyendo el Factor de planta:

$$P_{p\acute{e}rdida\ med} = 0.626 * 0.0126 \frac{L \times Q^3}{D^5}$$

$$P_{p\acute{e}rdida\ med} = 0.0079 \frac{L \times Q^3}{D^5}$$

$$E_{p\acute{e}rdida} = 0.0079 \frac{L \times Q^3}{D^5} * 365 * 24$$

$$E_{p\acute{e}rdida} = 69.22 \frac{L \times Q^3}{D^5}$$

### C. COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA AL AÑO

$$\text{Costo de energía} = 0.067 \frac{\text{US\$}}{\text{kW-Hr}}$$

$$S_E = 69.22 \frac{L \times Q^3}{D^5} * 0.067$$

$$S_E = 4.64 \frac{L \times Q^3}{D^5}$$

Entonces:

$$S_T + S_E : \text{Minimo}$$

$$0.816D^2 \times H \times L + 4.64 \frac{L \times Q^3}{D^5} = 0$$

Derivando respecto al diámetro:

$$2 \times 0.816D \times H + 4.64Q^3 \times (-5) \times D^{-6} = 0$$

$$D^7 = \frac{5 \times 4.64 \times Q^3}{2 \times 0.816 \times H}$$

$$D^7 = 14.22 \frac{Q^3}{H}$$

$$D_{Economico} = \left(14.22 \frac{0.514^3}{173.04}\right)^{1/7}$$

$$D_{Economico} = 0.526\ m$$

Debido a que la tubería existente está diseñada para transportar el 100% de las aguas residuales de Arequipa considerando los incrementos del afluente en su segunda y tercera etapa de operación al año 2043, el valor de caudal proyectado según estudio es de  $Q = 3.6 \text{ m}^3/\text{s}$

$$D_{Economico} = (14.22 \frac{3.6^3}{173.04})^{1/7}$$

$$D_{Economico} = 1.21 \text{ m}$$

La tubería existente tiene un diámetro de **48 pulgadas** (1,219.2 mm) lo cual es adecuado para el Diámetro económico calculado. OK

#### D. ESPESOR POR RIGIDEZ

$$e = \frac{D(mm) + 1000 \text{ mm}}{400}$$

$$e = \frac{1219.2 + 1000}{400}$$

$$e = 5.55 \text{ mm}$$

$$e = \frac{1.5 \times P \times D}{2 \times S}$$

$$e = \frac{1.5 \times \gamma \times H \times D}{2 \times S}$$

$$e = \frac{1.5 \times 1000 \times 173.04 \times 1.219}{2 \times 42000000}$$

$$e = 0.00377 \text{ m} = 3.77 \text{ mm}$$

$$\text{Luego: } 5.55 \text{ mm} > 3.77 \text{ mm}$$

→ Espesor de tubería recomendado 6 mm

El espesor de la tubería existente en el tramo final de acero al carbono de 48" y Schedule STD presenta un espesor de 9.5 mm (> 6 mm). OK

#### 4.2.3. Cámara de Carga

La cámara de carga debe ir acorde a los siguientes parámetros: Caudal de diseño  $Q_d = 0.514 \text{ m}^3/\text{s}$ , Altura bruta  $H_B = 173.04 \text{ m}$ , Longitud de la tubería forzada  $L = 3760 \text{ m}$

- La altura mínima para evitar el ingreso de sedimentos a la tubería forzada:

$$0.3 < a1 < 0.5 \text{ (m)}$$

La altura a1 de la cámara de carga existente es de 0.36 m, OK

- El valor de a2 es igual al diámetro de la tubería forzada existente: 48 pulgadas (1,219.2 mm), OK
- El valor de a3 que garantizará que el torbellino del flujo no genere cavitación, se estima un valor  $> 0.3$  m y estará entre:

$$0.5 \times D < a3 < 1.5 \times D \text{ (m)}$$

$$0.914 < a3 < 2.743 \text{ (m)}$$

La altura a3 de la cámara de carga existente es de 1.37 m, OK

- El valor de a4 es una altura de seguridad para mitigar golpes de ariete, el valor debe ser  $> 0.3$  m.

La altura a4 de la cámara de carga existente es de 0.49 m, OK

- El valor de h2 se debe fijar en función de a1, a2 y a3. La altura h2 de la cámara de carga existente es de 5 m, OK
- El valor de velocidad media en la cámara de carga V2 debe estar entre 0.6 a 1.0 m/s. La velocidad V2 de la cámara de carga existente está diseñada en 0.6 m/s para las horas valle (de menor flujo), OK
- El ancho de la cámara de carga b2 se calcula por:

$$b2 = \frac{Q}{V2 \times h2}$$

$$b2 = \frac{0.514}{0.6 \times 5} = 0.17 \text{ m}$$

El ancho b2 de la cámara de carga existente es  $> 0.17$  m, OK

- La reserva de volumen para el arranque h2d, se calcula así:

$$h2d = \frac{Q}{7 \times b2 \times \sqrt{h2}}$$

$$h2d = \frac{0.514}{7 \times 0.9 \times \sqrt{5}} = 0.036 \text{ m}$$

y verificando con la relación:

$$h2d + a1 + a2 + a3 < h2$$

$$0.036 + 0.36 + 1.219 + 1.37 < 5$$

$$2.99 \text{ m} < 5 \text{ m}$$

La altura h2d en la cámara de carga existente es 0.8m, OK

- La longitud de la cámara de carga se calcula así:

$$L2 = 0.304 \times \frac{Q \times L \times \sqrt{h2}}{HB \times D^2}$$

Donde:

- D: Diámetro de la tubería forzada (m)
- HB: Altura bruta (m)
- L: Longitud de la tubería forzada (m)

$$L2 = 0.304 \times \frac{0.514 \times 3760 \times \sqrt{5}}{173.04 \times 1.219^2}$$

$$L2 = 5.1 \text{ m}$$

La longitud L2 de la cámara de carga existente es >5.1m, OK

- La altura adicional para compensar la subida de nivel por parada de planta h2e, se calcula:

$$h2e = \frac{0.25 \times Q}{b2 \times \sqrt{h2}}$$

$$h2e = \frac{0.25 \times 0.514}{0.9 \times \sqrt{5}} = 0.064 \text{ m}$$

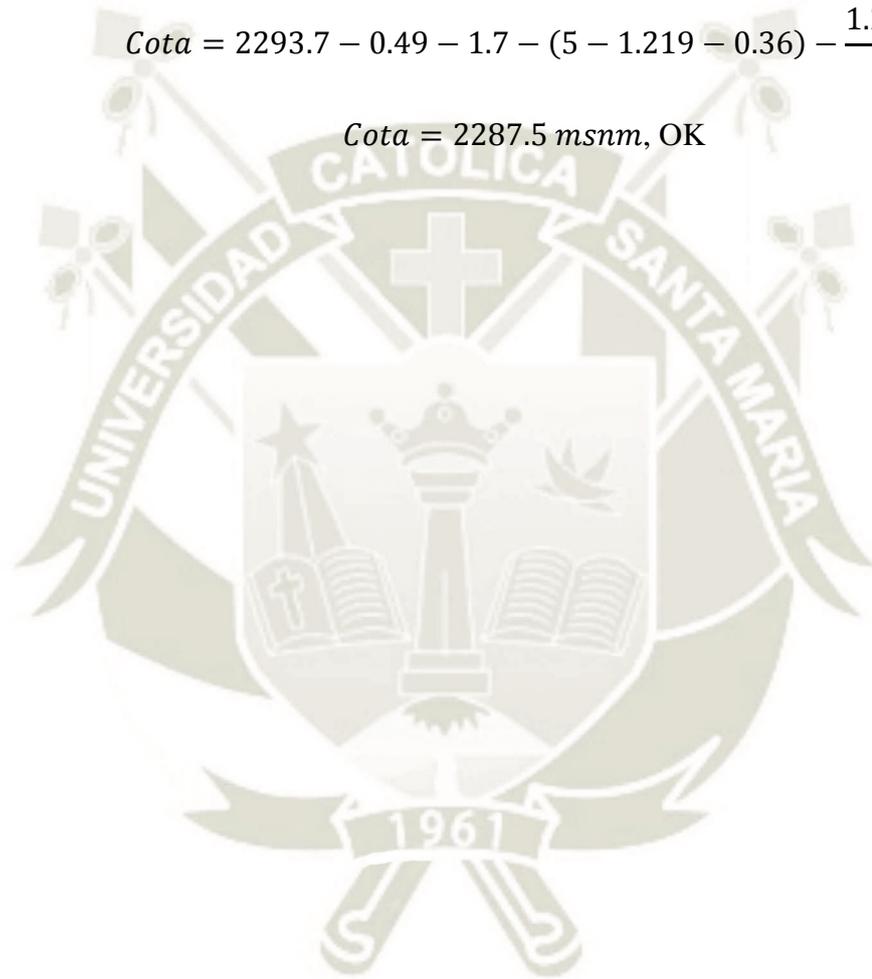
La altura  $h_{2e}$  de la cámara de carga existente es 1.7m, OK

- La altura total de la cámara de carga existente es  $H_{tot} = 7.2m$ , OK
- Por último, el arranque de la tubería forzada estará ubicado en la cota:

$$Cota = 2293.7 - a_4 - h_{2e} - (h_2 - a_2 - a_1) - \frac{a_2}{2}$$

$$Cota = 2293.7 - 0.49 - 1.7 - (5 - 1.219 - 0.36) - \frac{1.219}{2}$$

$$Cota = 2287.5 \text{ msnm, OK}$$



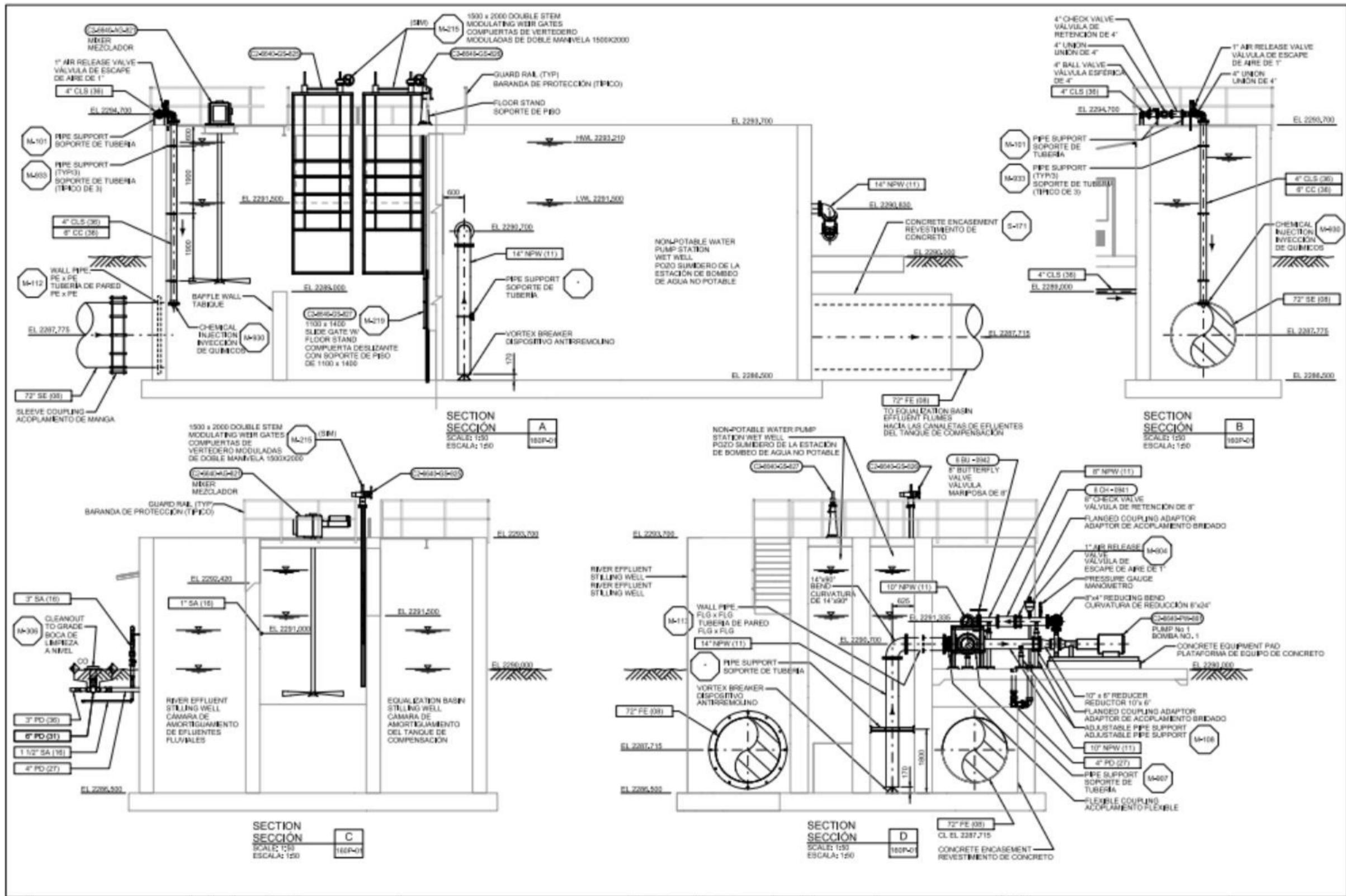


Figura 50: Estructura de disipación de efluentes, Cámara de carga  
Fuente: PTAR La Enlozada de Arequipa

#### 4.2.4. Selección del tipo de turbina

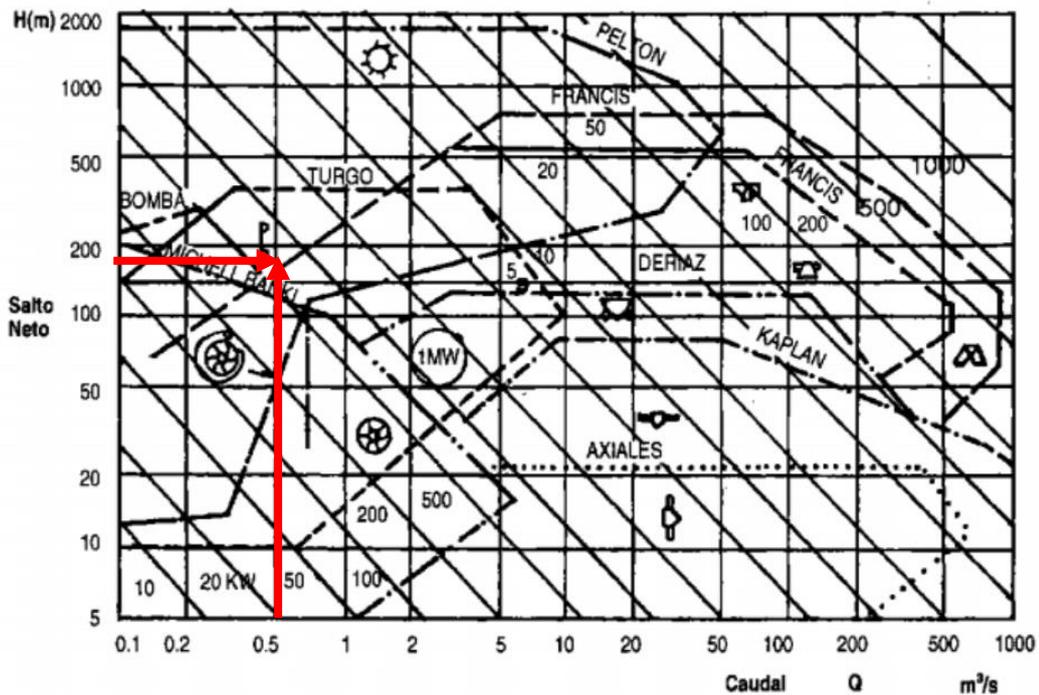
Para la selección del tipo de turbina se tiene los siguientes parámetros: Caudal de diseño  $Q_d = 0.514 \text{ m}^3/\text{s}$ , y una Altura neta de:

$$h_f = 0.00174 \frac{L \times Q^2}{D^5}$$

$$h_f = 0.00174 \frac{3760 \times 0.514^2}{1.219^5}$$

$$h_f = 0.642 \text{ m}$$

Por lo tanto, la altura neta es  $H_n = 173.04 - 0.642 = 172.39 \text{ m}$



*Figura 51: Diagrama de selección de turbinas hidráulicas*

*Fuente: Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU*

Las turbinas recomendadas según el diagrama de selección sería Pelton y Turgo, para el presente proyecto decidimos emplear una turbina Pelton por los siguientes motivos:

- ✓ Alta eficiencia sostenible en el tiempo.
- ✓ Mayor tiempo de vida, menor desgaste.

- ✓ La turbina Turgo es recomendada en un campo de desniveles en el que se solapan la Pelton y Francis (velocidad específica).
- ✓ Recomendación de proveedores especialistas (ZECO Y GEPPERT) para centrales tipo MCH con alta confiabilidad.
- ✓ Casos de estudio similares de buen rendimiento, instalados en Perú (por ejemplo, la planta hidroeléctrica de Adinelsa en Catajambo).

La potencia en el eje para la turbina Pelton (89% de eficiencia según tabla) es:

$$P = \frac{\gamma \times Q \times H_n \times \eta_{turb}}{102}$$

$$P = \frac{1000 \times 0.514 \times 172.39 \times 0.89}{102}$$

$$P = 773.1 \text{ kW} \approx 1037 \text{ HP}$$

El numero específico de revoluciones de potencia será:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

$$N_s = \frac{N\sqrt{\frac{1060}{i}}}{172.37^{5/4}}$$

Donde i = número de chorros

Utilizando la ecuación anterior se analiza los posibles valores de Ns para las combinaciones de velocidades de rotación de la turbina con diferentes números de chorros. Se considera que el generador y la turbina estarán acoplados directamente.

Pares de polos	Velocidad nominal (RPM)	Chorros		
		1	2	4
2	1800	92.81	65.62	46.40
3	1200	61.87	43.75	30.93
4	900	46.40	32.81	23.20
5	720	37.12	26.25	18.56
6	600	30.94	21.87	15.47

**Tabla 26:** Valores Ns para selección del número de chorros en la turbina Pelton

**Fuente:** Elaboración propia

En la tabla elaborada se observa que los valores resaltados cumplen con los Ns permitidos según la tabla de Características principales de turbinas hidráulicas, los demás valores son descartados.

Características principales de turbinas hidráulicas								
TURBINA	Inventor y año de patente	N <sub>s</sub> (rpm, HP, m) rpm	Q m <sup>3</sup> /s	H m	P kW	η <sub>máx</sub> %		
A C C I Ó N	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91	
		TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5-8000	85
		MICHELL- BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
R E A C C I Ó N	Bomba rotodinámica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30-170	0.05-0.25	10-250	5-500	80	
	FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92	
	DERIAZ	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100,000	92	
	KAPLAN y de hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93	
N	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	Kuhne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100,000	93	

Nota. N<sub>s</sub>: velocidad específica  
Ch: chorro  
L: lento  
N: normal  
R: rápida

**Tabla 27:** Características principales de turbinas hidráulicas

**Fuente:** Coz F... [et. Al.] (1995) Manual de minicentrales hidroeléctricas ITDG-PERU

Lo más adecuado es seleccionar el N<sub>s</sub> que reduzca el número de turbinas y reduzca el número de pares de polos para los generadores. Para la potencia que se estima generar solo se requerirá de un grupo turbogenerador:

$$P_{ele} = \frac{P_h \times \eta_{tur} \times \eta_{tran} \times \eta_{gen}}{102}$$

$$\eta_{tur} \times \eta_{tran} \times \eta_{gen} = 0.89 \times 0.85 \times 0.8 = 0.74$$

$$P_{ele} = \frac{1000 \times 0.514 \times 172.39 \times 0.74}{102}$$

$$P_{ele} = 643 \text{ kW}$$

Se elige la opción de  $N_s = 43.75$  para 2 chorros que estará dispuesta en eje vertical y girará a 1200 RPM en acople directo con su alternador. La opción elegida también es adecuada desde el parámetro de eficiencia y la continuidad de servicio de la planta.

Empleando las siguientes ecuaciones se obtienen las dimensiones básicas de la turbina:

- Velocidad del chorro  $C = 0.97\sqrt{2 \times 9.81 \times 172.37} = 56.41 \text{ m/s}$
- Diámetro del chorro  $d = 0.55 \times \left(\frac{0.514/2}{\sqrt{172.37}}\right)^{1/2} = 0.0769 \text{ m} = 76.9 \text{ mm}$
- Diámetro Pelton  $D = 38 \frac{\sqrt{172.37}}{1200} = 0.42 \text{ m}$
- Numero de cucharas  $Z = \frac{1}{2} \left(\frac{420}{76.9}\right) + 15 = 18 \text{ cucharas}$

#### 4.2.5. Dimensionamiento del generador y transformador

Las centrales hidroeléctricas utilizan los hidro-generadores, que son máquinas síncronas cuya velocidad de rotación está vinculada rígidamente a la frecuencia y al número de polos. En la selección del generador empleare las tablas del catálogo de la empresa Marelli Generators.

La potencia de la turbina es 773 kW y por diseño del fabricante de generadores el factor de potencia nominal es 0.8, es decir la potencia aparente nominal del grupo será 966 kVA. De la tabla siguiente se elige el generador MJT 400 LB6 a 480 V, 60 Hz, 1200 RPM, clase F (980 kVA)

Type	Leads	kVA rating @ Temperature Rise / Ambient Temp. (°C)				Moment of inertia ( <sup>**</sup> ) [kgm <sup>2</sup> ]	Weight ( <sup>**</sup> ) [kg]	Max overspeed [min <sup>-1</sup> ]
		Continuous duty						
		105 / 40 ΔT cl. F	80 / 40 ΔT cl. B	105 / 40 ΔT cl. F	80 / 40 ΔT cl. B			
<b>6 pole</b>		<b>400V 50Hz - 1000 min<sup>-1</sup></b>		<b>480V 60Hz - 1200 min<sup>-1</sup></b>				
MJT 400 SAG	6	330	290	395	345	11,8	1.450	2.200
400 SB6	6	380	330	455	395	14,1	1.600	2.200
400 MA6	6	510	445	610	530	17,9	2.200	2.200
400 MB6	6	575	500	690	600	19,4	2.260	2.200
400 LA6	6	660	575	790	690	20,9	2.530	2.200
400 LB6	6	815	710	980	855	24,2	2.750	2.200
500 SAG	6	865	755	1.040	910	50,5	3.200	2.200
500 SC6	6	1.100	960	1.320	1.150	64,7	3.800	2.200
500 MB6	6	1.320	1.150	1.585	1.385	70,0	4.100	2.200
500 LA6	6	1.540	1.345	1.850	1.615	88,9	5.100	2.200
560 MAG	6	1.595	1.390	1.835	1.600	111	5.000	2.200
560 LA6	6	1.900	1.660	2.185	1.905	137	5.700	2.200
630 SC6	6	1.690	1.475	1.945	1.700	145	6.500	2.200
630 MAG	6	2.020	1.765	2.325	2.030	167	8.000	2.200
630 MB6	6	2.150	1.875	2.475	2.160	183	8.500	2.200
630 LA6	6	2.390	2.085	2.750	2.400	200	9.500	2.200
710 SC6*	6	2.560	2.235	2.870	2.505	on request		2.100
710 MAG*	6	2.970	2.590	3.330	2.905	on request		2.100

**Tabla 28:** Generadores síncronos

*Fuente: Marelli Generators*

Según el dimensionamiento del grupo generador, el transformador será de una potencia nominal de 980 kVA con una relación de transformación de 480 V / 69 kV / 4.16 kV para la conexión en las barras de la sala eléctrica 87 de la planta de pretratamiento.



## CAPÍTULO V

## 5. EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE COMPONENTES

### 5.1. RESUMEN DE COMPONENTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN

Con los datos obtenidos del proyecto de la minicentral hidroeléctrica:

- Altura de instalación : 2113.72 m.s.n.m.
- Longitud de la tubería : 3760 m
- Caída bruta  $H_b$  : 173.04
- Caída neta  $H_n$  : 172.39
- Caudal máximo  $Q_{max}$  : 0.514 m<sup>3</sup>/s
- Número de grupos : 1
- Frecuencia de la red : 60 Hz
- Tensión de la red : 69 kV

Se resume el siguiente cuadro general de componentes que deben considerarse para la implementación y puesta en marcha de la minicentral hidroeléctrica en la Planta de pretratamiento ubicada en el pueblo de Congata, distrito de Uchumayo, ciudad de Arequipa, Perú.

Para lo cual se ha consultado con dos proveedores ZECO y GEPPERT, acerca de las características de los equipos en el mercado, siendo la mejor propuesta técnico-económica, la empresa italiana ZECO HYDROPOWER.

EQUIPAMIENTO PARA LA IMPLEMENTACION Y PUESTA EN MARCHA DE LA MCH		
ITEM	COMPONENTE	MARCA
1	Turbina	ZECO
2	Generador	MARELLI; GAMESA; ALCONZA; NIDEC; AXCO; INDAR; TDPS
3	Válvula de mariposa	ZECO; SAINT GOBAIN; NUOVAL; GEI; SA-VA
4	Motores Eléctricos	SIEMENS; ELVEM; BERMAR
5	Válvulas hidráulicas	REXROTH; DUPLOMATIC; ATOS; ARGO HYTOS; HYDRA FORCE; SUN
6	Bombas hidraulicas	MARZOCCHI; DUPLOMATIC; SEIM
7	Accumuladores de nitrógeno	HYDAC; EPE; OLEAR
8	Servo hidráulico	ZECO; CMB; FLUID SYSTEM; MGM
9	Transductor de posición lineal	TEMPOSONICS
10	Fin de carrera (interruptor mecánico)	TELEMECANIQUE
11	PLC	SIEMENS
12	Trasformador de potencia	GBE; SEA; TMC; OCREV
13	Cables MT	TRIVENETA; PRYSMIAN
14	Cables BT	TRIVENETA; PRYSMIAN
15	Celdas MT	ICET INDUSTRIE SPA; ZAMBERLAN; IME; SCHNEIDER
16	Cargadores	LEVER SRL; ADVEL
17	Batería 24 VCC	FIAMM SPA
18	Protecciones de equipos	THYTRONIC SPA; WOODWART; SEL; DEIF
19	Gabinetes electricos	CEB; LEGRAND
20	Interruptores de distribución	ABB; SCHNEIDER
21	Panel PC touchscreen	ASE; PROFACE; ESAWARE
22	Componente IT	HP; LENOVO
23	Ethernet	HIRSCHMANN; BLACKBOX
24	Sistema de Vigilancia	AXIS; COMELIT
25	Alarma de incendio	NOTIFIER; COMELIT
26	Sensor de nivel	SIEMENS

*Tabla 29: Listado de componentes para implementar la MCH*

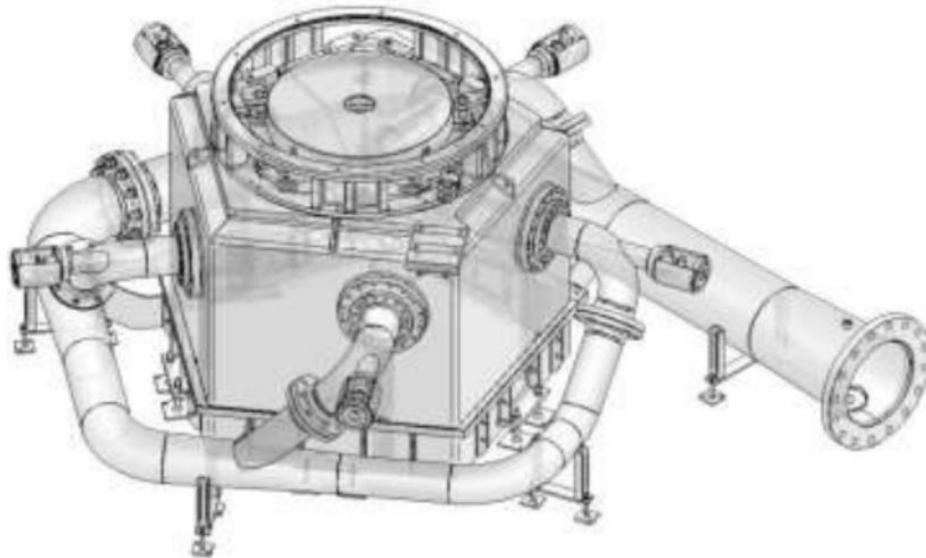
*Fuente: Elaboración propia*

## 5.2. CARACTERÍSTICAS DE COMPONENTES

### 5.2.1. Turbina Pelton

Las principales características de la turbina son:

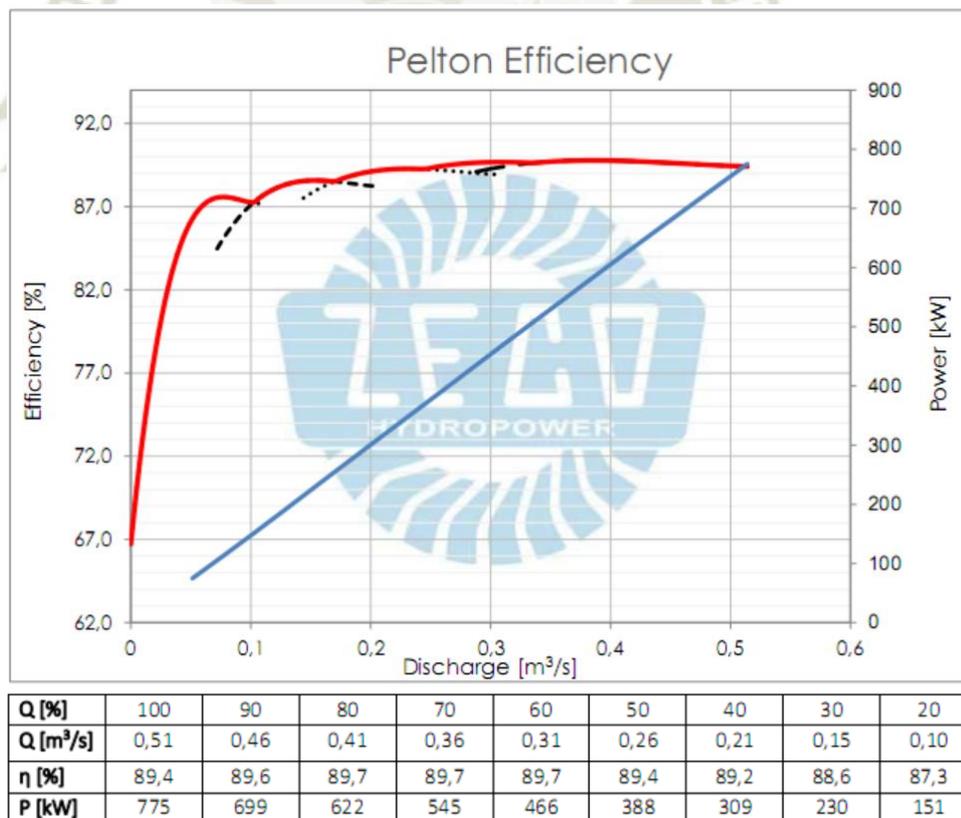
- Tipo : Pelton
- Orientación : Vertical
- Caudal máximo: 0.514 m<sup>3</sup>/s
- Velocidad : 1,200 rpm
- Diámetro del rodete: 440 mm



*Figura 52: Esquema de la turbina Pelton*

*Fuente: Proveedor ZECO*

**A. Rendimiento de la turbina:**

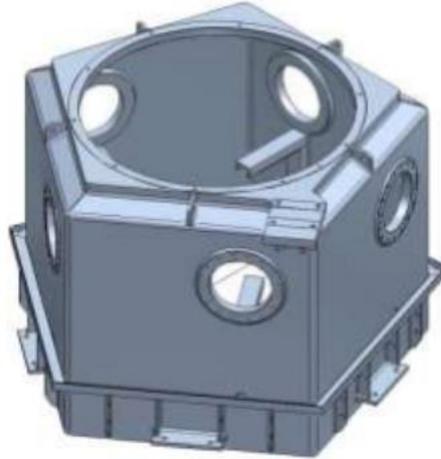


*Figura 53: Rendimiento de la turbina Pelton*

*Fuente: Proveedor ZECO*

**B. Cajón:**

Cajón de la turbina fabricado en acero al carbono electrosoldado con las bridas correspondientes para el montaje de los inyectores. El cajón está fabricado para ser parcialmente embebido en hormigón y para apoyar el generador.



*Figura 54: Cajón de la turbina*

*Fuente: Proveedor ZECO*

**C. Tubería de distribución:**

Colector para la alimentación de la turbina. Construido en acero al carbono electrosoldado. Ensamblado con bridas para conexión con la válvula mariposa e inyectores individuales y de las placas de anclaje al cajón/ hormigón.



*Figura 55: Tubería de distribución*

*Fuente: Proveedor ZECO*

**D. Inyectores:**

Compuestos cada uno por una punta de aguja, boquilla, bocina, varilla de mando, servomotor hidráulico, cuerpo del inyector y deflector desviador.

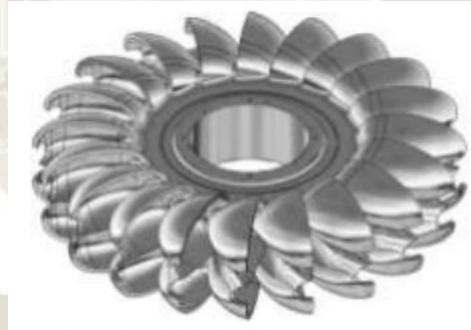


*Figura 56: Inyectores*

*Fuente: Proveedor ZECO*

### **E. Rodete:**

El rodete está fabricado en una pieza forjada en acero inoxidable X3CrNiMo 13-4 UNI EN 10250-4 (equivalente a ASTM A182 F6NM). Balanceo estático del rodete según UNI ISO 1940-1 G 2.5.



*Figura 57: Rodete*

*Fuente: Proveedor ZECO*

### **5.2.2. Generador sincrónico**

Las principales características del generador son:

- Tipo : Sincrónico
- Tensión : 440V
- Frecuencia : 60 Hz
- Velocidad : 1,200 rpm
- Numero de polos: 6

- Potencia nominal: 980 kVA
- Clase de aislamiento / clase de calentamiento: F/B
- Grado de protección: IP23
- Sistema de refrigeración: IC01
- Forma constructiva IEC 34-7: V10
- Tipo de cojinetes: rodamientos

\* Fabricado por una empresa europea e implementado con sensores de vibración

El generador será especialmente diseñado con un eje extendido y soportes adecuados con el fin de soportar las cargas debido al acoplamiento directo del rodete.

Rendimiento del Generador:

Potencia [%]	100	75	50	25
Rendimientos $\cos\phi=1$ [%]	96.4	96.4	95.8	93.6

*Tabla 30: Rendimiento del generador*

*Fuente: Proveedor ZECO*

### 5.2.3. Válvula de mariposa

Las principales características de la válvula mariposa son:

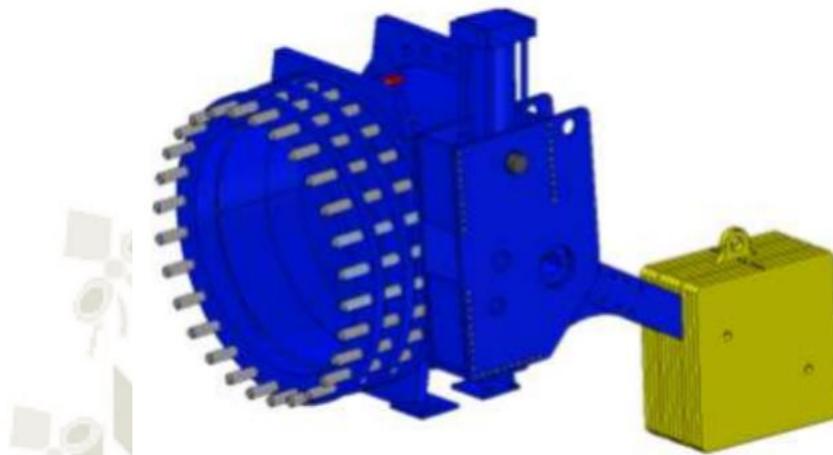
- Tipo de válvula : Mariposa
- Diámetro nominal : DN400
- Presión Nominal : PN25
- Tipo de accionamiento: Actuador hidráulico / contrapeso
- Actuador hidráulico : Simple efecto
- Contrapeso : En cierre (parada de emergencia)

El suministro debe incluir la junta de desmontaje y el fin de carrera AP/CH

Material:

- Cuerpo de válvula : Hierro fundido
- Disco : Hierro fundido
- Eje : AISI 420 B
- Anillo de sello : AISI 304 L
- Casquillo : AISI 316 + PTFE

- Sello : NBR 70° SHORE
- O-ring: NBR 70° SHORE



*Figura 58: Válvula mariposa*

*Fuente: Proveedor ZECO*

La válvula mariposa estará equipada con un conjunto de by-pass para la maniobra de apertura, El grupo estará compuesto principalmente por:

- Tubería de diámetro adecuado para la conexión entre la sección de aguas arriba y la sección de aguas abajo de la válvula mariposa.
- Válvula automática controlada eléctricamente para apertura y cierre del by-pass.
- Válvula de cierre manual de la rama de by-pass para cualquier mantenimiento.
- Transductor instalado en la tubería aguas arriba de la válvula de mariposa
- Interruptor de presión de consenso de apertura de la válvula de mariposa situado aguas abajo de la válvula.

#### **5.2.4. Unidad hidráulica**

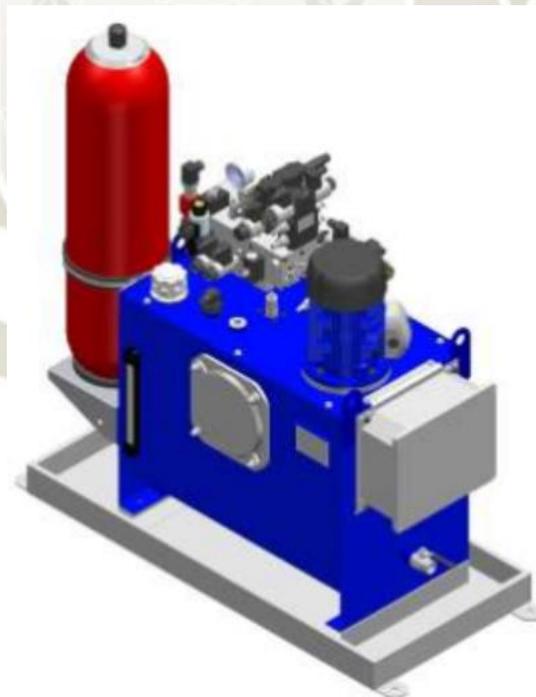
Cada unidad de generación debe tener una unidad hidráulica para regular el caudal y la velocidad de rotación de la turbina.

Las principales características de la unidad hidráulica son:

- Tanque en láminas de acero electrosoldado, con grifo de drenaje de aceite, tapa respiradero y filtro, indicador visual de nivel de aceite, interruptor de nivel de aceite para un control mínimo del nivel de aceite. El tanque estará debidamente pintado.

- g) Tanque de acero inoxidable para la recuperación de posibles fugas completa de pies perforados para fijación al piso.
- h) Unidad de bomba eléctrica accionada por un motor trifásico.
- i) Filtro de succión.
- j) Acumulador de presión de nitrógeno para el cierre de emergencia en caso de una falla de energía en la red de servicios auxiliares.
- k) Válvula de bloqueo para puesta en seguridad de la turbina.
- l) Electroválvula proporcional (6).
- m) Electroválvula On-Off.
- n) Caja eléctrica con bornera para el control de la válvula mariposa.

El bloque de válvulas se puede acoplar en el cuerpo de la turbina o en la cubierta de la unidad hidráulica. El suministro debe incluir todas las tuberías, accesorios y cualquier otro componente necesario para un correcto y regular funcionamiento del sistema.



**Figura 59:** Unidad hidráulica

**Fuente:** Proveedor ZECO

### 5.2.5. Sistema de Control

Se requiere tableros eléctricos de baja tensión para el control y mando de la turbina hidráulica. Los controles principales y de emergencia deben ir como botones en el panel frontal.

Toda la información de operación y comandos se mostrará en un panel de operador con pantalla táctil instalada en el panel frontal.

- Dimensiones : A x L x H = 800 x 800 x 2200 mm
- Material : Chapa de acero pintado espesor de 2 mm
- Grado de Protección: IP21 Colore: RAL 7035
- Temperatura : -5° C +40° C Humedad max. 90%



*Figura 60: Sistema de control*

*Fuente: Proveedor ZECO*

Componentes principales:

#### A. Controlador Lógico Programable (PLC)

- a) Fabricante: SIEMENS
- b) Modelo: SIMATIC S7-1500 PLC con entrada / salida analógica y digital.
- c) Software ZECO – DIGIT01 con licencia run time.

El PLC tendrá la tarea de procesar los datos de entrada provenientes del sistema del sensor de la turbina, el generador y el sistema MT definiendo señales de salida relativas para:

- Regulación del sistema de corrección del factor de potencia
- Comando y control de los relés de protección de la máquina y la interfaz
- Accionamiento de la bomba para la regulación de la unidad hidráulica
- Interfaz con el sistema SCADA
- Adquisición y procesamiento de señales de botones en la parte frontal del panel
- Habilitar / deshabilitar las utilidades auxiliares requeridas
- Activación del sistema de apertura de los interruptores de protección
- Iteración con actuadores
- Monitoreo de estado de los interruptores magnetotérmicos
- Otros procesamientos de datos.

El PLC garantizará la correcta regulación de la velocidad de la turbina con un generador conectado en paralelo con la red. En particular, será administrado:

- Control de velocidad
- Verificar el nivel del agua aguas arriba
- Control de flujo
- Control de potencia.

#### **B. Panel de control frontal, panel de botones:**

En el frente del tablero, los botones estarán disponibles para controlar y operar la unidad de control manual (para pruebas, controles, etc.). Los comandos principales y de emergencia disponibles como botones del panel frontal serán los siguientes:

- Pulsador luminoso, Sistema automático interno
- Pulsador luminoso, Sistema automático externo
- Interruptor de llave, Sistema local/remoto

- Pulsador luminoso, Reinicio de alarmas
- Pulsador luminoso, Reinicio de Bloques
- Luz indicadora. Emergencia
- Botón de set de emergencia
- Pulsador luminoso, Reinicio de emergencia
- Luz indicadora, Sistema en paralelo
- Pulsador luminoso, Mando de parada del sistema
- Pulsador luminoso, Mando de inicio
- Luz indicadora, Presentes condiciones de inicio

#### **5.2.6. Sistema de Control y monitoreo**

El suministro del proveedor debe incluir los servicios para la interfaz y el control de la planta. En particular estas herramientas son las siguientes:

- Panel PC con SCADA para control central y remoto.
- Despachador de alarma para recibir notificaciones en dispositivos inteligentes sobre el estado del panel de control.

#### **5.2.7. Sistema de Distribución**

El panel de distribución eléctrico garantiza la alimentación de todos los usuarios del panel de control necesarios para la operación segura de todo el sistema.

- Dimensiones: W x L x H = 800 x 800 x 2200 mm
- Material: Chapa de acero pintado espesor de 2 mm
- Grado de Protección: IP21 Colore: RAL 7035
- Temperatura: -5° C +40° C
- Humedad máxima: 90%

Componentes principales:

### **A. Interruptor principal para servicios auxiliares**

Interruptor de arranque para todas las fuentes de alimentación auxiliares

- Marca: ABB
- Tipo: TMAX
- Voltaje: 400 VAC

### **B. Conjunto de interruptores automáticos modulares para CA y CC**

Juego de interruptores modulares montados sobre raíl DIN para protección eléctrica de dispositivos eléctricos de plantas de energía CA y CC. En particular, a nivel indicativo, se proporcionará el siguiente tipo de componentes:

- Fuente de alimentación de 16 A 230 VCA;
- Fuente de alimentación de 10 A 230 VCA;
- Fuente de alimentación de 6 A 230 VCA;
- Fuente de alimentación de 5 a 24 VCA;
- Fuente de alimentación de 40 a 400 VCA;
- Fuente de alimentación de 32 a 400 VCA

### **C. Fuente de alimentación / Cargador**

- Marca: Sistema Lever / Adel
- Tipo: Módulo Chopper / CBI
- Voltaje: 24 Vcc
- Capacidad: 40 A

Fuentes de alimentación del cargador de batería con transformador de aislamiento de entrada y regulación de chopper IGBT con una frecuencia de trabajo de 28 KHz para

la estabilización de la tensión de salida. Están equipados con un diodo de salida que permite que las fuentes de alimentación se conecten en paralelo para obtener una mayor potencia o redundancia, lo que aumenta la fiabilidad del sistema.



*Figura 61: Fuente de alimentación*

*Fuente: Proveedor ZECO*

#### **D. Banco de baterías**

- Marca: FIAMM
- Modelo: SLA
- Tipo: AGM VRLA
- Voltaje: 24 VCC
- Capacidad: 80 Ah

Suministro de un banco de baterías para suministrar servicios auxiliares prioritarios incluso durante la ausencia de la fuente de alimentación principal.



*Figura 62: Banco de baterías*

*Fuente: Proveedor ZECO*

#### **E. Medidor de energía activo**

- Marca: LANDIS + GYR
- Modelo: E650
- Clase: 0.5

Medidor de energía digital activo y reactivo adecuado para fines fiscales, preparado para la comunicación con el sistema SCADA o lectura remota por módem GSM (funciones disponibles como una opción)



*Figura 63: Medidor de energía activo*

*Fuente: Proveedor ZECO*

#### **F. Multímetro digital multifunción**

- Marca: SIEMENS
- Modelo: SENTRON PAC 3200

Multímetro digital multifunción adecuado para visualizar todos los parámetros relevantes de red y máquina en la distribución de baja energía (tanto 400 V como 690 V) y media tensión. Es capaz de realizar mediciones monofásicas, bifásicas o trifásicas y se puede usar en redes de dos, tres o cuatro conductores. El instrumento adquiere mediciones de corriente y tensión por medio de un CT y TV apropiados, a partir de estos valores el multímetro puede procesar diferentes resultados tales como potencia activa, reactiva, desplazamiento de fase, factor de potencia, etc.



*Figura 64: Multímetro digital multifunción*

*Fuente: Proveedor ZECO*

El operador puede leer manualmente estas mediciones y valores seleccionándolos con el teclado disponible o el multímetro. Mediciones: [A] [V] [Hz]  $\cos\phi$  [kW; KVar].

### G. Switch Ethernet

- Marca: Hirshmann
- Modelo: SPIDER

Los dispositivos admiten redes ETHERNET conmutadas de acuerdo con el estándar IEEE 802.3 u 802.3u utilizando tecnología de cobre y fibra óptica.



*Figura 65: Switch Ethernet*

*Fuente: Proveedor ZECO*

### 5.2.8. Sistema de Protección

Sistema necesario para garantizar la protección del equipo eléctrico. El sistema de protección garantiza la seguridad del sistema en caso de anomalías detectadas por los relés de protección a través de mediciones de campo eléctrico (voltaje y corriente en el generador, celdas MT, transformador y punto de entrega). Las protecciones serán calibradas por los ingenieros de ZECO para garantizar su selectividad de intervención.

Componentes principales:

#### A. Interruptor de protección magnetotérmica

Interruptor para la protección del grupo generador y la realización del sincronismo con la red eléctrica.

- Fabricante: ABB
- Tipo: TMAX
- Polos: 3
- Un: 400 V
- In: 1270 A

Funciones: Relé electrónico de protección PR221DS-1

## B. Interruptor de protección magnetotérmica

Interruptor para la protección del grupo generador y la realización del sincronismo con la red eléctrica.

- Fabricante: ABB
- Tipo: TMAX
- Polos: 3
- Un: 400 V
- In: 1270 A
- Funciones: Relé electrónico de protección PR221DS-1

## C. Protección: Generador

Asegura la separación de los grupos de generación del resto del sistema. La protección del generador controla los parámetros de frecuencia, corriente y voltaje del generador.

- Fabricante: Thytronic
- Tipo: NG20
- Funciones ANSI CODE:
- Min voltaje: 27;
- Max voltaje: 59;
- Max corriente: 50(50N) /51(51N);
- Max frecuencia: 81O;
- Min frecuencia: 81U;
- Flujo de energía: 32R;
- Apertura de CB: BF.

## D. Protección: Transformador

El relé de corriente diferencial NT10 está diseñado para la protección de transformadores de potencia de dos devanados, autotransformadores, unidades de transformadores generadores.

Fabricante: Thytronic

Tipo: NT10

Funciones ANSI CODE:

- Max corriente: 50/51;
- Max corriente tiempo dependiente: 50N/51N;
- Diferencial: 87T;
- Apertura de CB: BF.

#### **E. Protección: Interfaz**

Asegura la separación de la planta de producción de la red en caso de fallas en la red. La protección de la interfaz controla los parámetros de frecuencia y voltaje de la red eléctrica.

- Fabricante: Thytronic
- Tipo: NV10P
- Funciones ANSI CODE:
- Min voltaje: 27;
- Max voltaje: 59;
- Max voltaje tiempo dependiente: 59N;
- Max frecuencia: 81O;
- Min frecuencia: 81U;
- Variación de frecuencia: 81R;
- Apertura de CB: BF.

#### **F. Protección: General**

Asegura la separación de la planta de producción de la red en el caso de fallas dentro de la planta en modo selectivo con las protecciones presentes en la red eléctrica.

- Fabricante: Thytronic
- Tipo: NA10
- Funciones: ANSI CODE (49) (50/51) (50N/51N) (59N).

- Sobrecarga: 49;
- Max corriente: 50/51;
- Max corriente tiempo dependiente: 50N/51N;
- Max voltaje tiempo dependiente: 59N.

### 5.2.9. Sistema de sincronismo

El sistema de sincronización garantiza la fase de aviamiento de la máquina y la conexión a la red eléctrica (con el relé de sincronismo) y permite que el generador funcione correctamente mediante el uso de un regulador de voltaje (AVR).

- Dimensiones: W x L x H = 800 x 800 x 2200 mm
- Material: Chapa de acero pintado espesor de 2 mm
- Grado de Protección: IP21 Colore: RAL 7035
- Temperatura: -5° C +40° C Humedad max: 90%

Componentes principales:

#### A. Dispositivo de paralelo automático

- Fabricante: Thytronic
- Tipo: SCF 25
- Funciones: ANSI CODE (25)

Características principales:

- Posibilidad de controlar tanto la frecuencia como el voltaje de la máquina en cuestión
- Configuración de los parámetros de operación usando el teclado frontal
- Lectura directa de todas las cantidades medidas y parámetros de operación por medio de una pantalla digital en el panel frontal
- Alta eficiencia y, por lo tanto, operación rápida gracias al procesamiento digital de las cantidades de entrada
- Circuito de comunicación en serie
- Alta confiabilidad, garantizada por un control apropiado y monitoreo continuo por circuitos internos
- Posibilidad de usar solo un relé incluso para instalaciones con varios generadores.

## B. Regulador de tensión

Regulador de tensión realizado con tarjeta de primera marca y conectado en interfaz con el control principal, capaz de controlar a través de la parte de potencia la excitación del generador síncrono tipo brushless.

- Fabricante: MARELLI
- Tipo: MEC 100

El sistema incluye las siguientes funciones:

- Múltiples sistemas de control de excitación
- 3 posiciones de punto de ajuste para cada tipo de excitación
- Estabilidad PID
- Control remoto del Set Point
- Mediciones en tiempo real
- Arranque suave y control de tensión
- 5 funciones de limitación (Sobreexcitación/ Sub excitación /Corriente del estator/Potencia reactiva/Sub frecuencia)
- Muchas características de seguridad
- Contactos de entrada
- contactos de salida
- Comunicación flexible
- Registro de datos
- Otras funciones.

El regulador de voltaje está destinado para el control de generadores síncronos para el control del campo de excitación. Este sistema monitorea el punto de ajuste de trabajo de la máquina y controla el generador de acuerdo con la regulación establecida por el usuario.

### 5.2.10. Transformador de potencia

El transformador trifásico de poder en aceite tendrá las siguientes características:

- Fabricante: OCREV, SEA, GBE

- Potencia nominal: 970 kVA
- Voltaje nominal primaria: 4.16 kV
- Voltaje nominal secundaria: 400V
- Conmutación:  $\pm 2 \times 2.5 \%$
- Instalación: Al exterior
- Tipo de refrigeración: ONAN



*Figura 66: Transformador de potencia*

*Fuente: Proveedor ZECO*

Componentes adicionales:

- Interruptor de vacío lateral HV
- Caja auxiliar
- Ruedas bidireccionales
- Ganchos de remolque y cáncamos de elevación
- válvula de drenaje de aceite
- Termómetro de aceite cuadrante
- Indicador de nivel de aceite
- Relevo de Buchholz
- Secador
- Indicador de flujo de aceite

### 5.2.11. Celdas de media tensión

Paneles de Media Tensión compuestos por celdas modulares, aislados en el aire y equipados con dispositivos de conmutación aislados SF6.

Los dispositivos de conmutación, interruptores - seccionadores (IMS), seccionadores e interruptores de puesta a tierra están sellados en una carcasa y permiten su reemplazo rápido para el mantenimiento.

Las características principales de los tableros MT son las siguientes:

- Standard: IEC EN 62271
- Aislamiento: Aire
- Continuidad de ejercicio: LSC2A – PM
- Resistencia al arco interno IAC: AFL 16 kA - 1s
- Tensión nominal: 12 kV
- Tensión de prueba (50-60 Hz / 1 min): 28 kV
- Voltaje de resistencia al impulso: 75 kV
- Instalación: Al interior
- Temperatura: -5° C +40° C
- Color: RAL 7030 /7035
- Grados de protección externa: IP30
- Grado de protección interna: IP20



*Figura 67: Celdas de media tensión*

*Fuente: Proveedor ZECO*

Componente principal:

### A. Celda de interruptor general

La celda incluye el disyuntor del circuito principal del sistema para garantizar la separación total de la planta de energía de la red eléctrica.

- Subida de barras;
- Interruptor general completo de: comando de motor, bobina de apertura 24 VDC, contactos auxiliares, bloque de llave.
- Seccionador rotativo con doble seccionador de tierra.
- N.3 CT .../5 A.
- N.3 VT .../100 V.
- Aisladores capacitivos de presencia de presión.

#### 5.2.12. Cables

El alcance del suministro incluye la siguiente lista de cables en la casa de máquinas en BT y MT:

De	A	Longitud máxima (m)	Tipo
Maquina	Panel de control	15	Cables de señal
Generador	Transformador	15	FG7
Transformador	Celdas de MT	15	FG7

*Tabla 31: Tipo de Cables para la instalación*

*Fuente: Proveedor ZECO*

El proveedor ZECO suministra cables MT que garantizan las siguientes propiedades de mejora:

- No se propaga la llama
- No se propaga el fuego (CEI 20-22 III)
- Baja emisión de humos, gases tóxicos y corrosivos
- Resistente a aceites y grasas industriales
- Libre de halógenos
- Libre de plomo

### 5.2.13. Sensores

Cada grupo estará equipado con las siguientes herramientas principales de control del sistema:

#### A. Grupo turbogenerador

- Transductor de vibración radial para cada soporte de guja
- Transductor de vibración axial para cada soporte de empuje
- Rueda fónica completa con 2 sensores de proximidad para control de velocidad de grupo
- Sensores de temperatura PT100 en el estator (1 para cada fase)
- Sensor de temperatura PT100 para cada cojinete
- Interruptores de límite (abierto/cerrado) para cada servomotor de deflectores
- Transductor lineal para cada servomotor para controlar los elementos de control de la turbina

#### B. Válvula de la máquina

- Interruptor de límite (abierto / cerrado) para verificar la posición de la válvula.

#### C. Unidad hidráulica

- Sensor de presión para medir la presión del aceite en el tanque
- Interruptor de nivel para medir el mínimo nivel de aceite en el tanque
- Sensor de temperatura PT100 para medir la temperatura del aceite en el tanque
- Indicador de obstrucción para el filtro.

#### D. Transmisor de nivel

Para la lectura del nivel de agua en el tanque de carga, se proporcionará un transmisor de nivel con las siguientes características principales:

- Transmisor ultrasónico de nivel con sonda de compensación de temperatura.
- Marca: Siemens Modelo: SITRANS Probe LU
- Tipo de señal: 4-20 mA

- Rango de medida: hasta 6 m
- Rango de temperatura:  $-20^{\circ}\text{C}$  a  $+80^{\circ}\text{C}$
- Grado de protección: IP67



*Figura 68: Transmisor de nivel*

*Fuente: Proveedor ZECO*

### 5.3. PRE-COMISIONAMIENTO

Por recomendación del proveedor se sugiere que el ensamblaje interno completo del grupo generador, las unidades de control y los paneles de control se realice bajo su supervisión. El montaje se llevaría a cabo dentro del área especialmente instalada en las instalaciones del proveedor.

Esta fase también incluye la conexión de todos los tubos de los diversos sistemas de soporte y el cableado de todos los bloques de terminales con el panel de control. De este modo, es posible realizar pruebas en blanco del grupo, mover todos los órganos móviles presentes en el sistema y simular el ajuste in situ.



*Figura 69: Pre comisionamiento*

*Fuente: Proveedor ZECO*

Una vez que el sistema ha sido revisado y probado, las mercancías se desmontan y se envían, las cuales llegarán al sitio listas para ser instaladas permanentemente. Este procedimiento garantiza la continuidad en el proceso de pedido, lo que permite un control completo sobre el equipo suministrado.

El proveedor también podría ofrecer capacitación personalizada para el personal a cargo de la MCH: en particular, durante el montaje interno y la fase de precomisionado, será posible brindar asistencia a los técnicos, quienes serán los responsables del mantenimiento y la gestión de la turbina en sitio. Esto permite que estas figuras conozcan a fondo los diversos componentes y estén bien preparados para las actividades que se llevarán a cabo una vez que la máquina esté en funcionamiento.



*Figura 70: Prueba de equipos en instalaciones del proveedor*

*Fuente: Proveedor ZECO*

#### **5.4. SUPERVISIÓN DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA**

El suministro de todos los componentes antes mencionados incluye la actividad de supervisión de montaje y puesta en marcha realizada por un mecánico y eléctrico especialista del proveedor, con amplia experiencia en este rubro.

El proveedor proporcionará el PROGRAMA DE CONTROL DE CALIDAD EN FASE DE MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA con indicación de las pruebas, normas y grados de aceptación de estas.

## 5.5. CAPACITACIÓN DE PERSONAL

El suministro de todos los componentes antes mencionados incluye la capacitación y entrenamiento del personal técnico a cargo de la MCH para las labores de montaje, operación y mantenimiento de los equipos ofrecidos.

La capacitación teórico-práctico se desarrollaría en el sitio del Proyecto, durante el periodo de montaje de los equipos y de pruebas de aceptación.





## 6. ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

### 6.1. INTRODUCCIÓN

Se debe considerar que el actual sistema de tratamiento de aguas residuales de Arequipa compuesto por los siguientes subsistemas: Colectores, Planta de pretratamiento y estación de bombeo de aguas residuales, Planta de tratamiento, y tuberías de impulsión y vertimiento hacia el río; cuenta con un estudio de impacto ambiental (EIA) aprobado por las autoridades competentes del país (Ministerio de vivienda, ministerio del ambiente, otros) para la operación y funcionamiento dentro de los estándares y normas vigentes.

En el presente capítulo se pretende realizar la identificación y evaluación de los probables impactos ambientales (positivos y negativos) que nos ayudarán a predecir, analizar y cuantificar los cambios ambientales que se generarían como consecuencia de la implementación y operación de la minicentral.

Para ello identificaré los posibles impactos ambientales que se presentarían en el medio físico, en el medio biológico (flora y fauna) y en el medio socioeconómico. Luego procederé a la identificación y calificación de los impactos los cuales deberán ser mitigables para que el proyecto obtenga la autorización respectiva a la modificatoria pretendida en el EIA vigente, a través de un nuevo Informe técnico sustentatorio ITS.

### 6.2. IMPACTOS POTENCIALES DEL PROYECTO

#### 6.2.1. Impactos negativos

- a) Los trabajos previos y de construcción de facilidades para la casa de máquinas provocaran la generación de ruidos en los sectores de trabajo y las zonas aledañas de la comunidad (pueblo de Congata)
- b) Incremento de las vibraciones en situaciones de mal funcionamiento de las turbomáquinas, lo cual afectaría directamente a la comunidad del pueblo de Congata, interrupción del sueño, malestar general y quejas sociales.
- c) Afectación a la calidad del aire debido a:
  - Emisión de material particulado (polvo) que se producirá por el transporte de materiales y movimiento de tierras

- Descomposición de residuos orgánicos en los puntos de acopio de basura
  - Evaporación de combustibles derramados, dando lugar a emisiones gaseosas con el probable peligro de incendio.
- d) Alteración del paisaje debido a:
- Desarrollo de obras civiles para la construcción de la casa de maquinas
  - Disposición inadecuada del material resultante de las excavaciones de las obras
- e) Problemas de salud del personal de la obra y comunidad por:
- Emisión de material particulado (polvo) durante la construcción de la casa de maquinas
  - Proliferación de vectores debido a la disposición inadecuada de residuos domésticos, basura, otros.
- f) Riesgo de falsas expectativas de la comunidad por la creencia de la implementación de un nuevo suministro de energía eléctrica económico o gratuito para el pueblo de Congata.
- g) Riesgo de falsas expectativas de la comunidad, ya que las actividades previas y de construcción de las obras ocasionaría que alguna parte de la población identifique posibilidades de empleo inmediato.

### **6.2.2. Impactos positivos**

- a) Disminución de las vibraciones en el suelo por la nueva condición de aprovechamiento de la energía a través de una turbomáquina rotativa en lugar de la disipación de la energía a través de componentes estáticos.
- b) Generación de puestos de trabajo durante la construcción y operación de la minicentral hidroeléctrica (Martínez Gonzales, 2012).
- c) Aporte con la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero por la implementación de un proyecto de generación de energía limpia, ya que no emplea combustibles contaminantes.
- d) Acrecentamiento de la oferta del SEIN por la reducción de carga en los consumidores.

### **6.3. PROGRAMA DE MITIGACIÓN**

En el programa de mitigación se establecerán las medidas que permitirán mitigar los probables efectos ambientales en las etapas de construcción y operación, el objetivo del presente capítulo es hallar las medidas de prevención, mitigación y/o corrección de los impactos adversos producidos por la implementación de la minicentral hidroeléctrica (Martínez Gonzales, 2012).

#### **6.3.1. Medidas generales adoptadas**

Las disposiciones descritas a continuación muestran de forma general los pasos a tomar en cuenta en la implementación del proyecto:

- a) Personal comprometido con el proyecto, que tendrá conocimiento del plan de manejo ambiental y de su cumplimiento.
- b) Todo el personal relacionado con el proyecto cumplirá con las políticas de seguridad y de medio ambiente establecidas dentro del área de trabajo de la PTAR de Arequipa.
- c) Los equipos, maquinarias y vehículos de transporte serán revisados antes de su ingreso en operación, estos deben cumplir las especificaciones técnicas del fabricante y deben contar con un registro y certificado de mantenimiento periódico.
- d) La contratista encargada de la construcción deberá contar con un ingeniero ambiental y de seguridad durante la ejecución del proyecto
- e) Todo el personal involucrado en el proyecto recibirá capacitaciones en temas medio ambientales y de salud e higiene ocupacional.

(Martínez Gonzales, 2012).

#### **6.3.2. Medidas específicas adoptadas**

Las disposiciones descritas a continuación muestran de forma detallada las acciones tomadas frente a los potenciales impactos hallados durante la construcción y operación:

- a) Acciones frente a la alteración de la morfología del suelo.

- La superficie donde se realizará la construcción de la casa de máquinas corresponde al terreno privado donde también se localiza la planta de pretratamiento.
- b) Acciones frente a la generación de ruido.
- Se contará con una adecuada frecuencia y plan de mantenimiento de las máquinas y equipos, según recomendación del fabricante.
  - El personal expuesto al ruido generado contará con protección auditiva.
  - Se señalará las zonas donde se identifique altos niveles de ruido, obligatorio uso de EPP.
  - Se realizarán monitoreos de ruido programados durante el año.
- c) Acciones frente a la contaminación del suelo y agua.
- Las áreas donde se almacenarán aceites y grasas serán demarcadas e impermeabilizadas con contención de geomembrana.
  - El abastecimiento de combustible y mantenimiento de vehículos se efectuarán en las zonas destinadas para tal fin.
  - Toda área de almacén de aceites y grasas deberá contar con un kit antiderrame para mitigar y contener derrames en caso ocurriera.
  - En caso de derrames, el suelo afectado se recogerá y se dispondrá como residuo peligroso o no peligroso según aplique.
  - Se realizará monitoreo de la calidad del agua de vertimiento hacia el río.
- d) Acciones frente a la contaminación del aire.
- Los vehículos y maquinarias cumplirán con un adecuado programa de mantenimiento para mitigar la emisión de gases contaminantes.
  - El personal expuesto a polvo utilizará en todo momento protección respiratoria
  - Se realizarán monitoreos de calidad del aire
- e) Acciones frente a los problemas de la salud.
- No emplear aceites que contengan PCBs en la turbina y generador.
  - Controlar el uso de productos químicos, mínimos necesarios.
  - Se evaluarán las fichas de seguridad FDS de los productos químicos antes de emplearlos.

- Todo el personal utilizara el equipo de protección personal necesario según los procedimientos de trabajo.
  - En situación de derrames se recogerá el suelo afectado y se dispondrá según las indicaciones de la FDS de cada producto.
  - Se realizarán exámenes médicos ocupacionales a los trabajadores con una frecuencia anual.
- f) Acciones frente a las expectativas de generación de empleos.
- Antes del inicio de las actividades se informará a la comunidad sobre la magnitud del proyecto y el personal mínimo requerido.

(Martínez Gonzales, 2012).

#### **6.4. PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL**

El programa de monitoreo ambiental detalla los lineamientos para el monitoreo de calidad de los distintos factores ambientales que podrían ser afectados durante la ejecución del proyecto además de los medios de control (Martínez Gonzales, 2012).

El objetivo del programa de monitoreo ambiental es cumplir con la legislación nacional vigente la cual exige su aplicación y reporte ante la autoridad ambiental competente, el ministerio de energía y minas (MINEM), y OSINERGMIN (Martínez Gonzales, 2012).

Todos los monitoreos se harán de forma trimestral.

##### **6.4.1. Monitoreo de calidad del agua**

Para el control de la calidad del agua en el rio chili se cumplirán los estándares de calidad ambiental según el DECRETO SUPREMO N° 015-2015-MINAM. Para el presente proyecto se tomará como referencia la Categoría 3 Parámetros para riego de Vegetales y Parámetros para bebidas de animales

CATEGORÍA 3

CATEGORIAS		ECA AGUA: CATEGORIA 3	
PARÁMETRO	UNIDAD	PARÁMETROS PARA RIEGO DE VEGETALES	PARÁMETROS PARA BEBIDAS DE ANIMALES
		D1: RIEGO DE CULTIVOS DE TALLO ALTO Y BAJO	D2: BEBIDA DE ANIMALES
<b>FÍSICOS - QUÍMICOS</b>			
Aceites y grasas	mg/L	5	10
Bicarbonatos	mg/L	518	**
Cianuro Wad	mg/L	0,1	0,1
Cloruros	mg/L	500	**
Color (b)	Color verdadero escala Pt/Co	100 (a)	100 (a)
Conductividad	(uS/cm)	2 500	5 000
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO <sub>5</sub> )	mg/l	15	15
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/l	40	40
Detergentes (SAAM)	mg/l	0,2	0,5
Fenoles	mg/l	0,002	0,01
Fluoruros	mg/l	1	**
Nitratos (NO <sub>3</sub> -N) + Nitritos (NO <sub>2</sub> -N)	mg/l	100	100
Nitritos (NO <sub>2</sub> -N)	mg/l	10	10
Oxígeno Disuelto (valor mínimo)	mg/L	4	5
Potencial de Hidrógeno (pH)	Unidad de pH	6,5 – 8,5	6,5 – 8,4
Sulfatos	mg/L	1000	1000
Temperatura	°C	Δ 3	Δ 3
<b>INORGÁNICOS</b>			
Aluminio	mg/L	5	5
Arsénico	mg/L	0,1	0,2
Bario	mg/L	0,7	**
Berilio	mg/L	0,1	0,1
Boro	mg/L	1	5
Cadmio	mg/L	0,01	0,05
Cobre	mg/l	0,2	0,5
Cobalto	mg/l	0,05	1
Cromo Total	mg/l	0,1	1
Hierro	mg/l	5	**
Litio	mg/l	2,5	2,5
Magnesio	mg/l	**	250
Manganeso	mg/l	0,2	0,2
Mercurio	mg/l	0,001	0,01
Níquel	mg/l	0,2	1
Plomo	mg/l	0,05	0,05
Selenio	mg/l	0,02	0,05

CATEGORIAS		ECA AGUA: CATEGORIA 3	
PARÁMETRO	UNIDAD	PARÁMETROS PARA RIEGO DE VEGETALES	PARÁMETROS PARA BEBIDAS DE ANIMALES
		D1: RIEGO DE CULTIVOS DE TALLO ALTO Y BAJO	D2: BEBIDA DE ANIMALES
Zinc	mg/l	2	24
<b>PLAGUICIDAS</b>			
Parathión	ug/l	35	35
<b>Organoclorados</b>			
Aldrin	ug/l	0,004	0,7
Clordano	ug/l	0,006	7
DDT	ug/l	0,001	30
Dieldrin	ug/l	0,5	0,5
Endosulfan	ug/l	0,01	0,01
Endrin	ug/l	0,004	0,2
Heptacloro y heptacloro epóxido	ug/l	0,01	0,03
Lindano	ug/l	4	4
<b>CARBAMATO:</b>			
Aldicarb	ug/l	1	11
<b>POLICLORUROS BIFENILOS TOTALES</b>			
Policloruros Bifenilos Totales (PCB's)	ug/l	0,04	0,045
<b>MICROBIOLÓGICOS Y PARASITOLÓGICOS</b>			
Coliformes Totales (35-37°C)	NMP/100 ml	1 000	5 000
Coliformes Termotolerantes (44,5°C)	NMP/100 ml	1 000	1 000
<i>Enterococos intestinales</i>	NMP/100 ml	20	20
<i>Escherichia coli</i>	NMP/100 ml	100	100
Huevos y larvas de helmintos	Huevos/L	<1	<1

**Tabla 32:** Parámetros de calidad ambiental del agua ECA Categoría 3

*Fuente: Diario El Peruano*

También se cumplirá con los parámetros establecidos por el RD N° 008-97-EM/DGAA, niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Parámetro	Valor en cualquier momento	Valor promedio anual
pH	Mayor que 6 y menor que 9	Mayor que 6 y menor que 9
Aceites y grasas (mg/l)	20	10
Sólidos suspendidos (mg/l)	50	25

**Tabla 33:** Parámetros máximos para efluentes líquidos de actividades eléctricas

*Fuente: R.D. 008-97-EM/DGAA*

#### 6.4.2. Monitoreo de calidad del aire

Para el control de la calidad del aire se cumplirán los estándares del D.S 003-2008-MINAM y al D.S. 074-2001-PCM

Contaminantes	Periodo	Forma del Estándar		Método de Análisis
		Valor	Unidad	
Monóxido de Carbono	8 horas	10 000	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	Infrarrojo no dispersivo (NDIR) (Método Automático)
	1 hora	30 000	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
Partículas $\text{PM}_{10}$	24 horas	150	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	Separación inercial / Filtración (Gravimetría)
	Anual	50	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
Partículas $\text{PM}_{2.5}$	24 horas	50	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	Separación inercial / Filtración (Gravimetría)
	24 horas Vigencia 01/01/2014	25	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
Dióxido de Nitrógeno	Anual	100	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	Quimiluminiscencia (Método automático)
	1 hora	200	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
Dióxido de Azufre	24 horas	80	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	Fluorescencia UV (Método automático)
	24 horas Vigencia 01/01/2014	20	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	
	Anual	80	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	

**Tabla 34:** Estándares de calidad ambiental del aire

**Fuente:** D.S. N° 074-2001-PCM y D.S. N° 003-2008-MINAM

#### 6.4.3. Monitoreo de niveles sonoros

Para el control de la calidad de los niveles sonoros el cual está ligado a la operación de los equipos electromecánicos, se tomará como referencia los valores máximos establecidos en el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruidos (Decreto Supremo N° 085-2003-PCM), los que están establecidos para una exposición continua.

Zonas de aplicación	Valores expresados en (dB) $L_{AeqT}$	
	Horario diurno	Horario nocturno
Zona de Protección Especial	50	40
Zona Residencial	60	50
Zona comercial	70	60
Zona Industrial	80	70

**Tabla 35:** Estándares de Calidad Ambiental para Ruido

**Fuente:** D.S. No. 085-2003-PCM

#### 6.4.4. Monitoreo de vibraciones

Para el control de la calidad de los niveles de vibraciones se cumplirá que los valores máximos no excedan los límites permisibles para edificios de residencias según el estándar internacional británico BS 6472, ya que en Perú aún no se cuenta con una normativa vigente.

#### 6.4.5. Monitoreo de campos electromagnéticos

Para el control de la calidad de los campos electromagnéticos se cumplirá con lo establecido en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas.

La línea de transmisión será de 4.16 kV y se conectará directamente a la subestación SS.EE. 88 de la planta de pretratamiento tomando en cuenta las recomendaciones de la International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP), organismo internacional que investiga y regula los límites de exposición a campos electromagnéticos, con expertos de diferentes partes del mundo y aprobado por la Organización Mundial de la Salud (Martínez Gonzales, 2012).

Frecuencia (Hz)		E(KV/m)	H(A/m)	B( $\mu$ T)
Límites ICNIRP para exposición ocupacional	60 Hz	8.3	336	420
Límites ICNIRP para exposición del público en general (poblacional)		4.2	66.4	83

**Tabla 36:** Límites máximos permisibles ICNIRP para 60 Hz

*Fuente:* International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection

#### 6.4.6. Monitoreo de suelos

Para el control de la calidad de suelos se medirá el parámetro Hidrocarburos, para el cual no se tiene una normativa nacional, es por ello que se tomara como referencia la norma internacional Canadian Environmental Quality Guidelines (Martínez Gonzales, 2012).

Parámetros	Estándar de comparación
TPH	50 mg/kg

*Tabla 37: Hidrocarburos totales del petróleo*

*Fuente: Canadian Environmental Quality Guidelines*





## 7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

### 7.1. COSTOS

- En esta sección se detallará el costo estimado de la implementación del proyecto que considera la construcción y equipos para la minicentral hidroeléctrica, incluyendo los costos de ingeniería, estudios, supervisión y otros gastos.
- En la estimación de costos se ha tomado en cuenta los factores más relevantes que componen el proyecto (estructuras y equipos electromecánicos).
- El presupuesto está expresado en dólares americanos (US\$)
- Los costos relacionados con los materiales, equipos y mano de obra fueron extraídos de la revista COSTOS CONSTRUCCIÓN, ARQUITECTURA E INGENIERÍA (Colegio de arquitectos del Perú, 2017)
- Los costos de los equipos fueron extraídos de cotizaciones referenciales realizadas con 2 proveedores especialistas, en base a proyectos de similar magnitud. Los costos consideran costos de flete.

A continuación, se muestra el cuadro del presupuesto de construcción y equipos:

ITEM	PARTIDA	UND	CANT.	COSTO U.	TOTAL
<b>1</b>	<b>OBRAS CIVILES Y PIPING</b>				
<b>1.1</b>	<b>OBRAS PREVIAS</b>				
1.1.1	Nivelación del terreno, trazados, otros	m2	100.00	10.00	1,000.00
<b>1.2</b>	<b>CASA DE MAQUINAS</b>				
1.2.1	Instalación para equipos (generación y control)	Glb	1.00	30,000.00	30,000.00
<b>1.3</b>	<b>TUBERIA BYPASS</b>				
1.3.1	Instalación de tubería bypass y conexión a casa de maquinas	Glb	1.00	24,000.00	24,000.00
<b>2</b>	<b>OBRAS ELECTROMECHANICAS</b>				
<b>2.1</b>	<b>EQUIPOS ELECTROMECHANICOS</b>				
2.1.1	Turbina Pelton 700 kW	UND	1.00	120,100.00	120,100.00
2.1.2	Generador de 980 kVA	UND	1.00	80,000.00	80,000.00
2.1.3	Válvula de mariposa	UND	1.00	22,000.00	22,000.00
2.1.4	Unidad Hidráulica	Glb	1.00	45,000.00	45,000.00
2.1.5	Sistema de control	Glb	1.00	24,000.00	24,000.00
2.1.6	Sistema de interfaz	Glb	1.00	18,000.00	18,000.00
2.1.7	Sistema de distribución	Glb	1.00	18,000.00	18,000.00
2.1.8	Sistema de protección	Glb	1.00	18,000.00	18,000.00
2.1.9	Sistema de sincronismo	Glb	1.00	15,000.00	15,000.00
2.1.10	Transformador 0.48/4.16 kV 2000 kVA	UND	1.00	32,600.00	32,600.00
2.1.11	Celdas de media tensión	Glb	1.00	18,000.00	18,000.00
2.1.12	Cables de fuerza y control	Glb	1.00	15,000.00	15,000.00
2.1.13	Montaje y puesta en marcha	Glb	1.00	20,000.00	20,000.00
<b>2.2</b>	<b>LINEAS DE TRANSMISION</b>				
2.2.1	Suministro y montaje de cables, aisladores y sistemas de puesta a tierra	Glb	1.00	24,000.00	24,000.00
<b>3</b>	<b>INGENIERIA Y OTROS</b>				
3.1	Estudio de detalle, EIA, PEA	Glb	1.00	20,000.00	20,000.00
3.2	Ingeniería del proyecto	Glb	1.00	15,000.00	15,000.00
	<b>SUB TOTAL</b>				<b>559,700.00</b>
<b>4</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
4.1	Administración y supervisión (La compañía)	Glb	1.00	0.00	0.00
4.2	Acuerdos con comunidades y permisos	Glb	1.00	5,000.00	5,000.00
4.3	Contingencia, comisionamiento y pruebas 5%	Glb	1.00	27,985.00	27,985.00
4.4	Utilidad 10%	Glb	1.00	55,970.00	55,970.00
	<b>COSTO TOTAL SIN IGV (US\$)</b>				<b>648,655.00</b>
	<b>COSTO TOTAL CON IGV (US\$)</b>				<b>765,412.90</b>

*Tabla 38: Estimación de Costos para el proyecto de la minicentral de 643 kW*

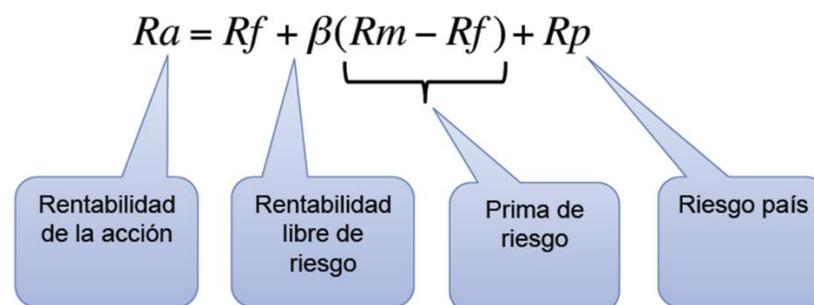
*Fuente: Elaboración propia*

## 7.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

### 7.2.1. Rentabilidad o Costo de Oportunidad del Capital Propio (COK)

Para el cálculo del COK empleamos el modelo de Capital Assets Price Model (CAPM) adicionando el factor de riesgo país. El costo de capital a partir de los mercados de capitales y considerando las fricciones de los mercados en desarrollo, queda establecido del siguiente modo:

$$Ra = Rf + \beta(Rm - Rf) + Rp$$


Si:

$\beta > 1$ . Acción más riesgosa que el mercado.

$\beta < 1$ . Acción menos riesgosa que el mercado.

Según datos 2019 del diario Gestión y BCRP se tiene los valores estimados:

- $Rf$  = Rentabilidad del activo sin riesgo (5.5%)
- Beta = Indicador de Riesgo de Mercado (1.2%)
- Prima de riesgo = Plus por cambiar activos sin riesgo por activos con riesgos de mercado. (9.9%)
- $Rp$  = Riesgo país (0.98%)

Del cálculo se obtiene un COK igual a 18.4%

### 7.2.2. Costo de capital promedio ponderado (WACC)

El cálculo del WACC se obtiene de la siguiente expresión:

$$WACC = Wd \times Kd(1 - T) + We * Ke$$

Donde y según las condiciones de financiamiento del presente proyecto se tiene:

- $COK = K_e =$  Costo del patrimonio (18.4%)
- $K_d =$  Costo de la deuda (10%)
- $W_d =$  Peso del financiamiento (50%)
- $W_e =$  Peso del aporte propio (50%)
- $T =$  Tasa de impuesto a la renta (30%)

Del cálculo se obtiene un WACC igual a 12.7%

### 7.2.3. Consideraciones finales

- ❖ Aunque los costos de O&M están expresados en soles, los costos del flujo de caja se trabajarán en dólares americanos (US\$).
- ❖ El tiempo efectivo estimado de implementación se muestra en la siguiente tabla, y no incluye tiempo de permisos ni aprobaciones.

Descripción de Actividad	Plazo según proveedores especialistas
Ingeniería de detalle	18 semanas
Tiempo de entrega de equipos	12 meses
Instalación y comisionamiento	8 semanas

*Tabla 39: Estimación de Costos de O&M*

*Fuente: Elaboración propia*

- ❖ Los periodos de evaluación son anuales.
- ❖ El horizonte de evaluación se estima en <10 años
- ❖ La tasa de descuento usada es el WACC (Weighted Average Cost of Capital) estimada en 12.7%, y comparado con proyectos de similar magnitud instalados en Perú (como las MCH de Quitacarasca de la provincia de Huaylas en Ancash, y la MCH de Adinlsa en Catajumbo)
- ❖ Impuesto general a las ventas IGV en 18%
- ❖ El impuesto a la renta es de 29.5% sobre utilidades, según la base legal del Artículo 55 de la Ley del Impuesto a la Renta.

- ❖ El presente cálculo estima que el 50% del costo del proyecto será financiado a una tasa del 10% de interés anual, y el otro 50% será financiado como costo capital CAPEX considerando que se cuenta con instalaciones existentes (cámara de carga y tubería de fuerza principalmente) además el poder financiero de la empresa.
- ❖ Los periodos de depreciación: obras civiles en 25 años, obras electromecánicas en 10 años, intangibles en 15 años.
- ❖ Los ingresos del proyecto corresponderán a los ahorros anuales de: costo de mantenimiento de las válvulas EDS y costo del consumo de energía del SEIN en la planta de pretratamiento y estaciones de bombeo 1B y 2B.
- ❖ La tarifa asumida para la presente evaluación será el valor promedio calculado de los años 2017 a 2019 (tarifa preferencial). El valor es de 0.067 US\$/kWh
- ❖ Se evaluó que en el año la minicentral operará el 93.7% del año (0.8 meses detenida por no alcanzar el caudal de diseño), el 72.9% de horas del día (17.5 horas al día por no alcanzar el caudal de diseño), además de la detención cada año por labores de mantenimiento, por tanto, operaría el 91.7% de dicho año (1 mes en mantenimiento). Factor de planta considerado de 0.626
- ❖ Se estima un valor residual conservador del 50% del costo del proyecto al finalizar el periodo (<10años).
- ❖ Los costos de O&M se describen en la tabla siguiente:

ITEM	DESCRIPCION	MONTO	CANT.	SUBTOTAL	TOTAL MES	TOTAL AÑO
<b>1.00</b>	<b>PERSONAL EMPLEADO</b>					
1.01	Supervisor (actual)	0	1.00	0	0	0
1.02	Tecnico operador (adicional)	3,600	2.00	7,200	7,200	100,800
1.03	Mecanico (actual)	0	2.00	0	0	0
1.04	Electricista e instrumentista (actual)	0	1.00	0	0	0
	<b>TOTAL PERSONAL EMPLEADO</b>				<b>7,200</b>	<b>100,800</b>
<b>2.00</b>	<b>MANTENIMIENTO</b>					
1.01	Vigilancia (actual)	0	1.00	0	0	0
1.02	Mantenimiento preventivo (quincenal)	2,500	1.00	2,500	5,000	60,000
1.03	Mantenimiento anual	150,000	1.00	150,000		150,000
	<b>TOTAL MANTENIMIENTO</b>					<b>210,000</b>
<b>3.00</b>	<b>GASTOS GENERALES</b>					
3.01	Capacitacion de operadores, otros				3,000	36,000
	<b>TOTAL GENERAL O&amp;M (SOLES)</b>					<b>346,800</b>
	<b>TOTAL GENERAL O&amp;M (US\$)</b>					<b>103,832</b>

*Tabla 40: Estimación de Costos de O&M*

*Fuente: Elaboración propia*

El flujo de caja económico y financiero para el proyecto en un periodo de 6 años se muestra en la tabla siguiente:

NOTA: Los valores anuales de energía en kWh, consideran el factor de planta calculado de 0.626 (228.5 días al año)



Demanda para energizar

AÑO	MCH Energía máx. [kWh]	PS-1B 02 Bombas [kWh]	PS-2B 01 Bomba [kWh]	ENERGÍA PLANTA PRET. [kWh]	AHORRO DE ENERGÍA [US\$]	AHORRO DE MANTTO [US\$]	VALOR RESIDUAL [US\$]	COSTO O&M [US\$]	IMPUESTO A LA RENTA [US\$]	INVERSION [US\$]	FLUJO DE CAJA ECONOMICO [US\$]	FINANCIAMIE NTO (50%) [US\$]	AMORTIZACI ON [US\$]	INTERESES [US\$]	FLUJO DE CAJA FINANCIERO [US\$]
0										-765,413	-765,413	382,706			-382,706
1	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	0	-103,832	-27,447		168,601		-63,784	-38,271	66,546
2	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	0	-103,832	-27,447		168,601		-63,784	31,892	136,709
3	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	0	-103,832	-27,447		168,601		-63,784	25,514	130,330
4	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	0	-103,832	-27,447		168,601		-63,784	19,135	123,952
5	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	0	-103,832	-27,447		168,601		-63,784	12,757	117,573
6	3,526,058	740,308	1,974,154	716,582	229,880	70,000	382,706	-103,832	-81,026		497,728		-63,784	6,378	440,322
										TIR.E	15.6%			TIR.F	27.6%
								WACC	12.7%	VAN.E	74,874	COK	18.4%	VAN.F	123,633
										CEA	18,574			CEA	35,675
										VAN.B	1,395,644				
										VAN.C	555,357				
										B/C	1.1				

**Tabla 41:** Flujos de cajas económico y financiero

*Fuente:* Elaboración propia

Los indicadores obtenidos son:

- Valor Actual Neto Económico de US\$ 74,874.00
- Valor Actual Neto Financiero de US\$ 123,633.00
- Tasa Interna de Retorno Económica de 15.6% (mayor a 12.7%).
- Tasa Interna de Retorno Financiera de 27.6% (mayor a 18.4%).
- Costo equivalente anual de US\$ 35,675.00
- Relación Beneficio/Costo de 1.1 (mayor a 1).

Como los Valores Presentes Netos son mayores a 0, las tasas internas de retorno son mayores al TD y COK, el costo equivalente anual es mayor a 0 y la relación Beneficio/Costo mayor que 1. Se concluye que el presente proyecto es económicamente VIABLE.

Es importante precisar que desde el QUINTO año es posible obtener valores positivos para los indicadores económicos evaluados, pero con el objetivo de perseguir altos índices y hacer más atractivo el proyecto para lograr la inversión de la gerencia, se considera analizar para un periodo de 6 años.



## CONCLUSIONES

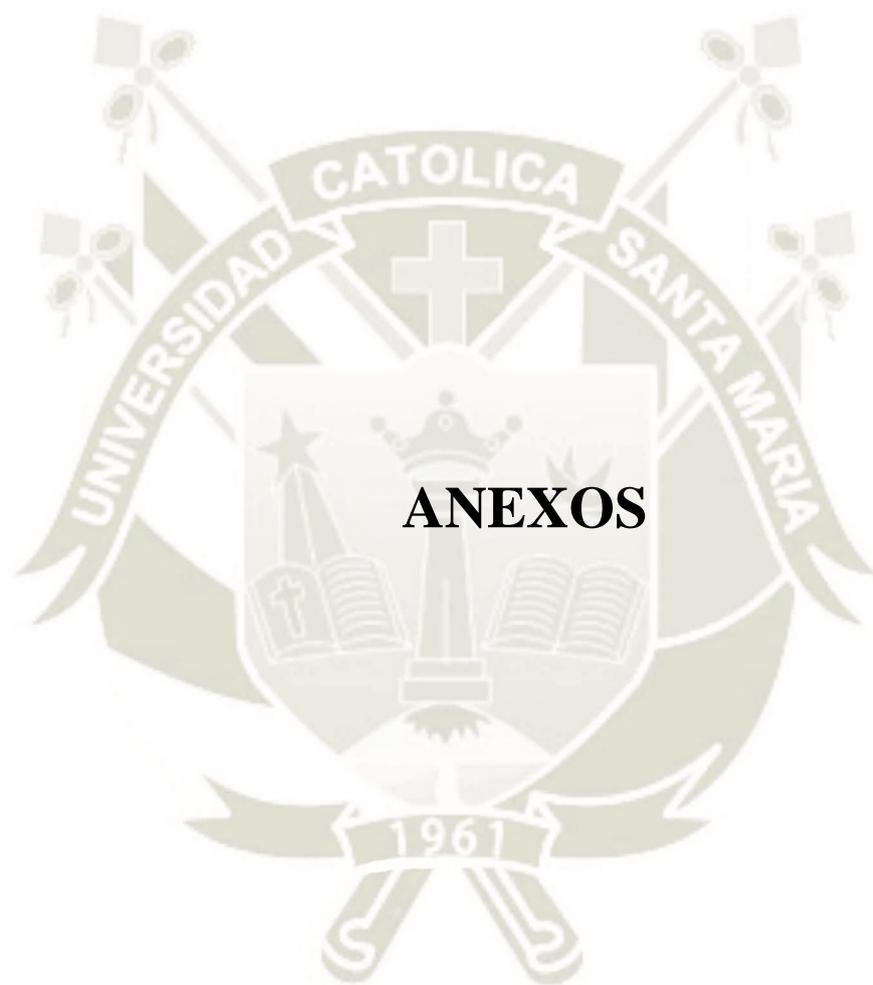
1. Del estudio de demanda de los posibles usuarios de la MCH se concluye que el consumo promedio de energía de la Planta de pretratamiento varía entre los 95,000 kWh/mes y el consumo de energía en las estaciones de bombeo 1B y 2B es 3,240 kWh/día y 17,280 kWh/día respectivamente.
2. Se realizó la estimación del potencial hidráulico del caudal de vertimiento de la PTAR hacia al río Chili en los últimos 2 años, obteniendo como resultado un potencial de generación de 643 kW.
3. Se comprobó los parámetros de diseño de la tubería de fuerza y cámara de carga existentes para la operatividad con la MCH del presente proyecto.
4. El análisis de costos realizado estima la construcción y equipos en US\$ 765,413.00
5. La evaluación económica e interpretación de los indicadores nos indican que es factible la construcción de la MCH propuesta, los indicadores económicos, evaluados en un plazo de 6 años, como el VAN, CEA son positivos, la TIR presenta un rendimiento mayor al esperado, y relación B/C es mayor a 1.
6. De la revisión del proyecto de la PTAR de Arequipa se estima que el caudal del efluente se incrementará con los años, considerando como etapas de ampliación los años 2029 y 2043.
7. La evaluación de impactos ambientales y sociales realizado nos indica que los impactos negativos son leves y moderados, y que con la implementación adecuada de un plan de mitigación podrían ser reducidos.
8. El presente proyecto representa una alternativa de solución a la problemática actual de la cámara de disipación de energía, obteniendo beneficios económicos por el aprovechamiento de la energía hidráulica disponible, en lugar de disiparla.
9. La actual la cámara de carga y tubería de fuerza o tubería de vertimiento del efluente de la PTAR hacia el río Chili, simplifican en gran medida los costos de inversión para la implementación del proyecto, ya que el presente estudio y evaluación económica considera aprovechar la infraestructura existente.
10. La existencia de la subestación eléctrica adyacente a la localización del proyecto simplifica el sistema de transmisión y se traduce en una reducción de costos de implementación del proyecto.

## RECOMENDACIONES

1. Para el desarrollo de la ingeniería de detalle, es importante volver a hacer los cálculos considerando emplear la data de un medidor de flujo con un error más cercano a cero.
2. Para incrementar el caudal de diseño obtenido y lograr la operación constante de la MCH se debe evaluar utilizar la poza de ecualización existente como “Cámara de regulación” para absorber las fluctuaciones del caudal horario del vertimiento de la PTAR. Esto debe ser evaluado a nivel corporativo debido a las implicancias que representa afectar la calidad del vertimiento de la PTAR (datos reportados a la autoridad).
3. Debido a la ubicación del proyecto en una región típicamente sísmica es importante realizar una evaluación de sismicidad del terreno para asegurar la estabilidad de las edificaciones.
4. Se debe evaluar las rentabilidades que ofrece el proyecto de generación hidroeléctrica, como el ingreso por bonos de carbono, mayor eficiencia y ser amigable con el medio ambiente.
5. Los principales elementos que afectan el costo del proyecto, como las eficiencias de generación, transmisión y los ingresos por ahorro de energía, deben ser analizados detalladamente en la fase de la ingeniería de detalle.
6. Se debe prestar atención al probable desgaste de componentes mecánicos por la aplicación con agua residual tratada, y evaluar la realización de ensayos NDT.
7. La futura operación de la MCH deberá operar con una válvula disipadora de energía existente para regular el agua que ingresará a la turbina, de tal modo que se pueda desviar el caudal excedente del efluente de la PTAR.
8. El proyecto de la MCH requerirá una operación a velocidad constante para no dañar el generador eléctrico, ni los equipos que sean energizados. Una variación en la velocidad de giro implicaría una variación en la frecuencia del sistema eléctrico.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Coz F., Sánchez T., Viani B... [et. Al.] (1995) *Manual de minicentrales hidroeléctricas, una guía para el desarrollo de proyectos ITDG-PERU*
- Martínez Gonzales A. H. (2012) *Estudio De Prefactibilidad De Una Minicentral Hidroeléctrica Para Ampliación Del Proyecto Quitaracsa*
- Ortiz Flórez R. (2001) *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.* ed. Mc Graw Hill-Colombia.
- Goyzueta Arce E. J. (2017) *Estudio Y Diseño Para La Minicentral Hidroeléctrica Ii Etapa Del Distrito De Phara-Sandia-Puno*
- Cortez, C. C., & Valencia, L. C. (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. Lima - Perú.*
- GILKES TURGO IMPULSE HYDRO TURBINE [www.gilkes.com](http://www.gilkes.com)
- Manual de Operación y Mantenimiento de la Enlozada PTAR, No. de Documento de Proyecto K083-C2-OM-10-001, MWH (Cliente SMCV).
- Revista de la escuela de negocios de la Universidad de Lima, Nora Isabel Moreno Moreno.
- Revista de COSTOS CONSTRUCCIÓN, ARQUITECTURA E INGENIERÍA del Colegio de arquitectos del Perú, 2017
- Zeco Hydropower <https://www.zeco.it/?lang=es>
- Geppert Hydropower <https://www.geppert.at/es/>



## ANEXO A: COTIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÍNICO

(VENDOR: ZECO HYPROPOWER)



10127014A\_EC

### 1. Plazo de entrega

El suministro tal como se describe en la oferta técnica debe considerarse con entrega CIF puerto de llegada, Callao, Peru (de acuerdo con Incoterms® 2010) en el plazo indicado en numeral 2 contado a partir del día siguiente del depósito de adelanto en cuenta corriente de ZECO srl. Con esta fecha se dará el Inicio del Plazo Contractual (IPC).

Ver el Programa de Trabajo en el punto 2.

### 2. Programa de Trabajo

Descripción de Actividad	Plazo en días calendario desde IPC
Plano de Instalación con las cargas para obra civil	50
Ingeniería básica de diseño	120
Pruebas en Fábrica	325
Equipos listos para embarque	330
Entrega de los equipos CIF	365
Supervisión de montaje	20
Supervisión de puesta en marcha	10



10127014A\_EC

### 3. Precio

El precio del equipamiento electromecánico descrito en la oferta técnica es el siguiente:

Los precios no incluyen IGV ni impuestos de nacionalización del bien.

Componentes	Alcance de ZECO
Turbina	1
Generador	1
Válvula de máquina	1
Unidad Hidráulica	1
Sistema de control	SI
Sistema de interfaz	SI
Sistema de distribución	SI
Sistema de protección	SI
Sistema de sincronismo	SI
Transformador de potencia	1
Celdas de media tensión	SI
Cables	SI
Entrega CIF Puerto de Callao ( Incoterms 2010)	SI
Supervisión Montaje	SI
Supervisión Puesta en marcha	SI
Capacitación	SI
<b>Total neto de Suministro</b>	<b>€ 439.700,00</b>

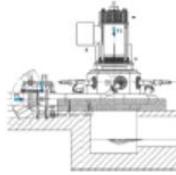
**ANEXO B: TURBINA PELTON DE LA MCH DE ADINELSA, CATAJAMBO**

**(VENDOR: ZECO HYPROPOWER)**



## GORGOR, ADINELSA-Perú

Distrito de Gorgor - Catajambo



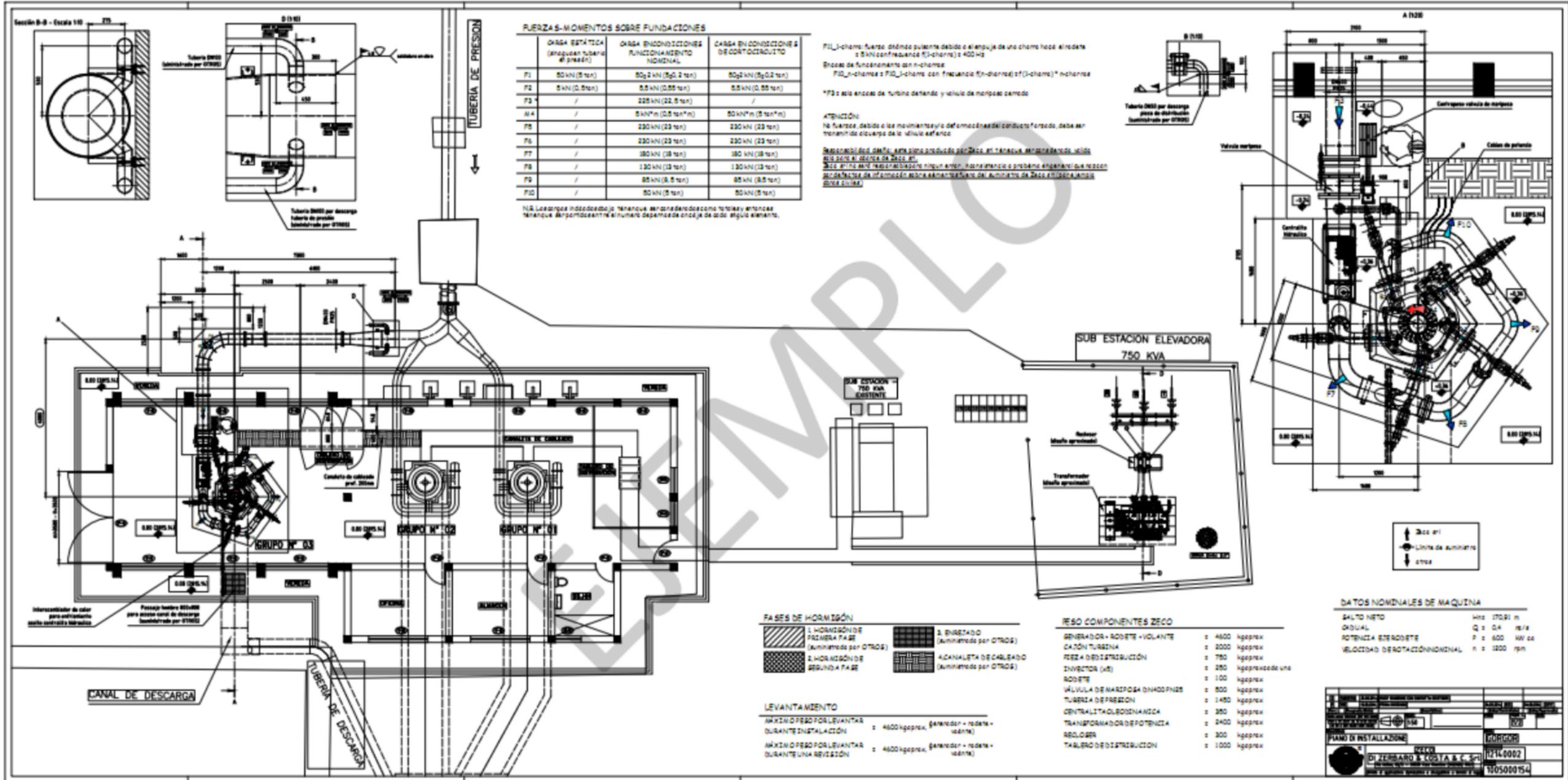
Altura	171,46 m
Caudal	0,4 m <sup>3</sup> /s
Potencia	603 kW

**Water to Wire**  
**N°1 TURBINA PELTON**  
WIP – Mayo 2015



14





**FUERZAS-MOMENTOS SOBRE FUNDACIONES**

	CARGA ESTÁTICA (Anchura tubería al diámetro)	CARGA EN CONDICIONES FUNCIONAMIENTO NOMINAL	CARGA EN CONDICIONES DE CORTOCIRCUITO
F1	80 kN (8 ton)	80,2 kN (80,2 ton)	80,2 kN (80,2 ton)
F2	8 kN (0,8 ton)	8,8 kN (0,88 ton)	8,8 kN (0,88 ton)
F3	/	228 kN (22,8 ton)	/
M4	/	8 kN/m (0,8 ton/m)	80 kN/m (8 ton/m)
F5	/	230 kN (23 ton)	230 kN (23 ton)
F6	/	230 kN (23 ton)	230 kN (23 ton)
F7	/	180 kN (18 ton)	180 kN (18 ton)
F8	/	130 kN (13 ton)	130 kN (13 ton)
F9	/	85 kN (8,5 ton)	85 kN (8,5 ton)
F10	/	80 kN (8 ton)	80 kN (8 ton)

FIL-chama: fuerza dinámica pulsante debido al arranque de una chama hacia el redete a 5 Hz (con frecuencia f<sub>0</sub>=chama) + 400 Hz.  
 Braca de funcionamiento en n-chama.  
 F10<sub>1</sub>-chama y F10<sub>2</sub>-chama con frecuencia f<sub>0</sub>=chama y f<sub>0</sub>(1-chama) + n-chama.  
 \*F3 y el anillo de turbina defiendo y vehículo de noripes cerrado.

**ATENCIÓN:**  
 No fuerce, debido a los momentos y/o deformaciones del conducto forzado, debe ser teniente de choque de la viciosa asfence.

**Responsabilidad OMA:** esta zona produce por OMA en la zona, por lo tanto, OMA es responsable de la zona de OMA.  
 No se permite ninguna modificación ni en el funcionamiento o problema operativo que no sea autorizado por el personal técnico responsable del proyecto de OMA.  
 OMA es responsable de la zona de OMA.

N.B. Los valores indicados de momento y/o fuerza de choque como referencia, atención, teniente. No se permite en el número de choque de cada tipo de elemento.

**SUB ESTACION ELEVADORA  
750 KVA**

**DATOS NOMINALES DE MAQUINA**

SALTO NETO	H = 170,91 m
CAUDAL	Q = 0,4 m <sup>3</sup> /s
POTENCIA ESTERODETE	P = 600 kW ca
VELOCIDAD DE ROTACIÓN NOMINAL	n = 1200 rpm

**RESO COMPONENTES ZECO**

GENERADOR + RODETE + VOLANTE	= 4600 kgaprox
CALÓN TURBINA	= 2000 kgaprox
REJA DE DISTRIBUCIÓN	= 750 kgaprox
INYECTOR (x4)	= 250 kgaprox cada uno
RODETE	= 100 kgaprox
VÁLVULA DE MARZOSA DINADPNB	= 500 kgaprox
TUBERÍA DE PRESIÓN	= 1450 kgaprox
CENTRALITA D'OROSINAMICA	= 350 kgaprox
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	= 2400 kgaprox
RELOSER	= 300 kgaprox
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	= 1000 kgaprox

**FASES DE HORMIGÓN**

1. HORMIGÓN DE PRIMERA FASE (Aumentado por OTROS)	2. ENTREDO (Aumentado por OTROS)
2. HORMIGÓN DE SEGUNDA FASE	ALCANTARILLA DE CABLEADO (Aumentado por OTROS)

**LEVANTAMIENTO**

MÁXIMO PESO POR LEVANTAR DURANTE INSTALACIÓN	= 4600 kgaprox. (Generador + rodete + volante)
MÁXIMO PESO POR LEVANTAR DURANTE UNA REVISIÓN	= 4600 kgaprox. (Generador + rodete + volante)

**PLANO DE INSTALACIÓN**

DI ZERBARO & COSA S.A. & C. S.p.A.  
 1214-0002  
 1005000154

## ANEXO D: COTIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

(VENDOR: GEPPERT)

page no.14



PH3-59

to budgetary offer no. 103282  
from 05.11.2019

### PRICE BUDGETARY OFFER

**OVERALL-SUM without optional items..... EURO € 746.900,-**

**OPTIONAL ITEM 1: INSTALLATION.....EURO € 15.600,-**

**OPTIONAL ITEM 2: SPECIAL TOOLS .....EURO € 7.400,-**

**delivery-period:** 12 months, installation and commissioning period 8 weeks.  
Any delay of payment or insurance of L/C will postpone the delivery date accordingly.

**installation:** The supervision of installation and taking into operation is included in the overall sum. Concrete works or formworks are excluded.

**binding-period:** There is no binding period due to budgetary offer.

We hope that we have helped you with this quotation and are looking forward to your response. We will always be happy to discuss the details.

With best regards

Daniel Castilla Überbacher



### **SCOPE OF SUPPLY**

Geppert scope of delivery for the electromechanical equipment of the HPP La Enlozada.

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY
1	Project management and design	1
2	Horizontal Pelton Turbine PH3-59	1
3	Hydraulic power unit	1
4+5	Butterfly valve, bypass and dismantle piece	1
6	Synchronous generator	1
7	Electrical equipment	1
8	Transport	1
9	Supervision of installation, commissioning and documentation	1
10	<i>Optional item 1: Complete mechanical installation</i>	1
11	<i>Optional item 2: Special tools</i>	1

ANEXO E: COTIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR (VENDOR: DELCROSA)



COTIZACION N° 0001 - 00013643

RGC043 - Revisión 1



Señores :  
Atención :  
Dirección :  
Referencia :

Telef. :  
Fec. Emisión : 02/10/2019  
Moneda : DOLARES

PARQUE INDUSTRIAL AREQUIPA AREQUIPA AREQUIPA  
TRANSFORMADOR DE 2000KVA (en aceite Mineral y Vegetal)

Item	Código	Descripción	Plazo Entrega	U/M	Cantidad	V.V. Unit.	Total \$
------	--------	-------------	---------------	-----	----------	------------	----------

1	00001000000	TRANSF. TRIF. ACEITE MINERAL DE 2000KVA, 10,0/0,46KV, Dyn5, 3500msnm.	09 SEMS	UND	1.00	32,600.00	32,600.00
---	-------------	---	---------	-----	------	-----------	-----------

PROPUESTA TECNICA

Marca DELCROSA/PERU, en baño de aceite MINERAL libre de PCB según norma IEC60296, refrigerado por circulación natural del aire, arrollamiento de COBRE de alta conductividad y pureza (99.9999%), núcleo de hierro silicoso de alta calidad de grano orientado y bajas pérdidas del tipo aplado STEP LAP 45°, tanque fabricado con plancha de hierro laminado en frío, proceso de encubado e impregnación del aceite en alto vacío, para garantizar un producto libre de Humedad.

EN ACEITE MINERAL

CARACTERISTICAS ELECTRICAS

Tipo: ONAN  
Fabricación: Perú  
Norma de Fabricación: IEC60076  
Potencia nominal [KVA]: 2000 (Capacidad de sobrecarga IEC60076-7)  
Frecuencia nominal [Hz]:60  
Relación de Transformación [V]: 10,000/460  
Grupo de Conexión: Dyn5  
Altura de Operación [msnm]:3500msnm

DEVANADO DE AT [V]: 10000

Conexión AT en 10.0 KV: Triangulo  
Conmutador regulador: 5 posiciones; operación Desenergizado.  
Número de tomas [TAPS]:5  
Regulación en AT [TAPS]:±2x2.5% (10.0KV)

DEVANADO DE BT [V]: 460

Devanado de BT en 460V: Estrella+Neutro

ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

-ALTA TENSION 10.0 KV: Numero de bornes: 3 sobre la tapa; material porcelana  
-BAJA TENSION 0.46 KV: Numero de bornes en BT: 4 sobre la tapa; material porcelana  
-TANQUE DE EXPANSION O CONSERVADOR: Montado sobre la tapa.  
-RADIADORES DISIPADORES DE CALOR: Paredes onduladas.  
-NUCLEO: Hierro silicoso de grano orientado de alta calidad.  
-DEVANADOS: Cobre de Alta pureza, aislado con barniz clase H (180°C) y/o Papel clase E (120°C, térmicamente mejorado).  
-ACABADO: Tanque sometido al proceso de granallado, cubierto con base anticorrosiva, Acabado en Pintura Epoxica, Poliuretano, resistente a los rayos UV, contaminación y humedad.  
-COLOR: RAL 7035 Espesor 6.0mils.  
-ACEITE: Libre de PCB, del tipo MINERAL Refinado, severamente hidrotratado.  
-Proceso de Encubado-Secado en alto vacío.

NIVEL DE AISLAMIENTO

Nivel de Aislamiento Interno.  
BIL Int AT (KV):12/28/75  
BIL Int BT (KV):1.1/3/--  
Nivel de Aislamiento Externo.  
BIL Ext AT (KV):24/50/125  
BIL Ext BT (KV):1.1/3/20



COTIZACION N° 0001 - 00013643

RGC043 - Revisión 1



CARACTERÍSTICA TÉRMICA OPERATIVA

Soporta Sobrecarga, según norma IEC60076-7  
Temperatura en el aceite: 60 °C (parte más alto de la cuba)  
Temperatura promedio en el devanado: 65 °C  
Temperatura ambiente máxima: 40 °C

INSTALACION

Montaje: Externo / Interno.

PROTECCIONES PROPIAS DEL TRANSFORMADOR

Incluye accesorios de Protección propias del Transformador, con bornes disponibles en un tablero para ser integrado a cualquier actuador de Potencia:

- Termómetro de aceite con contacto de alarma y disparo.
- Termómetro de Bobinado o Relé de Imagen térmica, con TC, CL3, 0, 10VA.
- Indicador de Nivel de Aceite con contacto de alarma y disparo.
- Válvula de Seguridad con contacto de disparo.
- Relé Buchholz, con contacto de alarma y disparo.
- Tablero de Borneras, Centralización de señales de todos los accesorios con contactos.
- TODOS LOS ACCESORIOS INDICADOS CON CONTACTOS SECOS.

INCLUYE SOPORTES PARA CAMINO CRÍTICO:

Transformador mecánicamente reforzado internamente, preparado para camino crítico, con instructivo y lineamientos al Transportista para el correcto arriostamiento y Transporte, que debe ser respetado.

\*INCLUYE SERVICIO POST VENTA:

Capacitación en Situ (previa coordinación), asistencia y soporte técnico.

\*INCLUYE carga y Transporte del Transformador desde fábrica DELCROSA a sus almacenes de Tránsito dentro de la ciudad de Lima metropolitana y el callao.

\*INCLUYE Embalaje para Transformador Completo.

ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR

- Grifo de vaciado y toma de muestras de aceite
- Tanque Conservador
- Pozo Termométrico
- Deshumecedor.
- Tapón de llenado de aceite
- Bornes de puesta a tierra
- Placa características
- Orejas de izaje y soportes en el Tanque para gato hidráulico.
- Ruedas
- Dotación completa de aceite dieléctrico del Tipo MINERAL, NORMA IEC60296.



**ANEXO F: MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS INSTALADAS POR EL  
VENDOR ZECO**



Reference List - HYDRO POWER PLANTS  
JUNE 2019

YEAR	CLIENT	POWER PLANT	COUNTRY	UNITS	TYPE	HEAD [m]	DISCHARGE [m <sup>3</sup> /s]	OUTPUT [kW]
WIP	MAGALA POWER LTD.	MALIBODA	Sri Lanka	1	KAPLAN	16.40	5.30	767
WIP	SALINE DE BEX	MILAN GR.1 - GR 2	Switzerland	2	FRANCIS	70.10	2.80	3.464
WIP	SALINE DE BEX	MILAN GR.3	Switzerland	1	FRANCIS	70.10	1.40	866
WIP	DEKLUADA	NDERFUSHAS	Albania	1	PELTON	142.00	1.15	1.441
WIP	EDH	DROUET	Haiti	4	KAPLAN	9.70	8.25	3.800
WIP	QUADRAN	ARDON	France	1	PELTON	455.3	1.00	4.018
WIP	MWENGA HYDRO LTD	LUISENGA	Tanzania	1	PELTON	380.5	0.84	2.821
WIP	LUPONDE HYDRO LTD	GOLA	Tanzania	2	FRANCIS	99.2	1.21	2.119
WIP	LUPONDE HYDRO LTD	LUHOLOLO	Tanzania	1	PELTON	198.3	0.58	1.015
WIP	SUMA HYDRO LTD	SUMA	Tanzania	2	FRANCIS	57.7	1.00	1.018
WIP	IED	MBAKAOU	Cameroon	2	KAPLAN	13.1	7.50	1.734
WIP	FOUNDATION NICOLE NIQUILLE HOSPITAL LUKLA	LUKLA	Nepal	1	PELTON	50.00	0.10	44
WIP	CENTRALE MOULIN VIEUX	ST MARTORY	France	1	SUBMERGED KAPLAN	3.0	8.00	212
WIP	EDF	VILLE/OUBERT	France	2	SUBMERGED KAPLAN	13.0	7.50	1.721



Reference List - HYDRO POWER PLANTS  
JUNE 2019

YEAR	CLIENT	POWER PLANT	COUNTRY	UNITS	TYPE	HEAD [m]	DISCHARGE [m <sup>3</sup> /s]	OUTPUT [kW]
2016	ENEL GREEN POWER	CASSIBILE	Italy	1	PELTON	268.0	0.80	1.892
2016	NIE	BORGONE	Italy	1	KAPLAN	4.5	8.50	338
2016	EDOM	SAINT CLAUDE	France	1	KAPLAN	16.0	2.00	282
2016	ENEL GREEN POWER	MIGNANO	Italy	1	SUBMERGED KAPLAN	4.8	5.70	241
2016	ASTEL LTD	ALLT SHALLAIN	United Kingdom	1	FRANCIS	59.0	1.02	531
2016	ASTEL LTD	ALLT GARIDHA	United Kingdom	1	FRANCIS	77.0	0.34	235
2016	MADIS	RECOARO	Italy	1	FRANCIS	20.0	0.60	106
2015	CUORGNE SRL	FAVRIA	Italy	1	KAPLAN	11.0	2.20	214
2015	CENTRAL HYDROELECTRICA RIO MULCHEN S.A.	MULCHEN	Chile	2	KAPLAN	19.2	18.00	3.098
2015	ORSET ESTATE LIMITED	DELL ESTATE	United Kingdom	1	PELTON	166.0	0.28	410
2015	COMER SRL	CASTELLO D'ANNONE	Italy	2	SUBMERGED KAPLAN	4.1	32.00	2.316
2015	ENEL GREEN POWER	PANPERDUO	Italy	2	SUBMERGED KAPLAN	5.8	16.00	1.638
2015	H2O SRL	FORNO2	Italy	1	KAPLAN	25.0	5.50	1.213
2015	SIPEA SRL	GRIGNASCO	Italy	2	KAPLAN	7.8	7.50	1.033
2015	VOLTOLINO ENERGIE	VOLTOLINO	Italy	1	PELTON	126	0.55	612



## Reference List - HYDRO POWER PLANTS

JUNE 2019

YEAR	CLIENT	POWER PLANT	COUNTRY	UNITS	TYPE	HEAD [m]	DISCHARGE [m <sup>3</sup> /s]	OUTPUT [kW]
2014	RABBIES ENERGIA 2	RABBIES 2	Italy	2	PELTON	157.0	1.25	3 464
2014	RABBIES ENERGIA 1	RABBIES 1	Italy	2	PELTON	123.0	1.25	2 714
2014	SOL HYDROPOWER	BISTRICA 97	Macedonia	1	PELTON	183.0	1.52	2 455
2014	SOL HYDROPOWER	KAMENA REKA 125	Macedonia	1	PELTON	191.0	1.28	2 158
2014	ENEL GREEN POWER	TRAPONZO	Italy	1	FRANCIS RUNNER	43.0	1.50	569
2014	ANDOYA	MBANGAMAO	Tanzania	1	FRANCIS	35.0	1.80	556
2014	ENEL GREEN POWER	ARSON 2	Italy	1	FRANCIS	44.4	1.10	431
2013	EDIPOWER S.P.A.	LUINCIS	Italy	2	FRANCIS	58.0	2.10	2 150
2013	CODELCO	EL SALVADOR	Chile	1	PELTON	520.0	0.85	3 898
2013	APPENNINO ENERGIA	PIASTROSO	Italy	2	PELTON	164.0	0.75	2 171
2013	DROEMILIA SRL	CASTELLARANO	Italy	1	KAPLAN	13.5	28.00	3 334
2013	HYDRO DOLOMITI ENEL	MORI	Italy	1	KAPLAN	8.5	23.00	1 725
2013	TERTIUM ENERGIA	PONTE BRIOLO	Italy	2	SUBMERGED KAPLAN	10.2	6.50	1 164
2013	TERTIUM ENERGIA	PALADINA	Italy	2	SUBMERGED KAPLAN	8.4	6.50	957
2013	S.F.I.L. SRL	BALSORANO	Italy	1	KAPLAN	5.5	18.00	873

2007	ENERGENZA		FONTANETO	Italy	1	KAPLAN	13.3	3.20	376
2007	AZA		SERNIO	Italy	1	KAPLAN	7.0	4.70	290
2007	IDROELETTRICA ALTO SILLA		MOLINO PORCHIA	Italy	1	KAPLAN	12.5	2.60	287
2007	BPU ESALASING		SASSOFERRATO	Italy	1	KAPLAN	8.6	1.00	76
2007	ERTA		ZUCCARO GR2	Italy	1	FRANCIS	46.0	1.00	406
2007	IDROCALABRIA		VERBICARO	Italy	1	FRANCIS	20.0	2.30	406
2007	IMPRESA OSSOLANA S.R.L.		AGOGNA	Italy	1	FRANCIS	49.5	0.50	218
2006	ENEL PRODUZIONE S.P.A.		BELLANO	Italy	2	FRANCIS	120.0	1.82	3 655
2006	E.T.		FABBRICHE 1	Italy	2	FRANCIS	96.2	0.55	934
2006	ESPE		BLIDARI 2	Romania	1	FRANCIS	45.0	1.82	723
2006	IDROCOSTRUZIONI		FORANI	Italy	1	FRANCIS	90.0	0.90	715
2006	COMUNE DI ESANATOGIA		ESANATOGIA GR1	Italy	1	FRANCIS	50.0	1.20	530
2006	GEO ENERGY		BARCO	Italy	1	FRANCIS	22.0	2.40	466
2006	MARCELLINARA GREEN POWER		MARCELLINARA 1	Italy	1	FRANCIS	21.0	2.50	463
2006	FOKIKI ENERGIKI		DELPHI	Greece	1	PELTON	560.0	0.40	1 977
2006	E.T.		FABBRICHE 2	Italy	1	PELTON	160.0	0.66	932
2006	ENERGETICA		BUSSOLENO	Italy	1	KAPLAN	5.0	13.00	574
2006	IMPRESA DE CESARIS		VAL DI FORO	Italy	1	FRANCIS	92.3	0.45	367
2006	GEO ENERGY		PRIA	Italy	1	KAPLAN	12.8	4.50	508

## ANEXO G: ALTERNATIVAS DE LOCALIZACIÓN DE LA MCH EN LA PLANTA DE PRETRATAMIENTO, CONGATA

