



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**DISEÑO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE DE
500KW PARA LA MINERA SOL NACIENTE A IMPLEMENTARSE
EN LA CUENCA ALLIMCAPAC - MACUSANI - PUNO**

TESIS

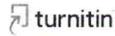
PRESENTADA POR:

GUIDO RAMOS GOMEZ

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2024



GUIDO RAMOS GOMEZ

DISEÑO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE DE 500KW PARA LA MINERA SOL NACIENTE A IMPLEMENTARSE

Universidad Nacional del Altiplano

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid::8254:415638495

134 Páginas

Fecha de entrega
12 dic 2024, 9:14 p.m. GMT-5

19,792 Palabras

Fecha de descarga
12 dic 2024, 9:19 p.m. GMT-5

106,856 Caracteres

Nombre de archivo
TESIS_GUIDO_FINAL...docx

Tamaño de archivo
24.2 MB





10% Similitud general

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

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 9% Fuentes de Internet
- 2% Publicaciones
- 6% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

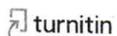
No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

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

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

Dr. Mateo Alejandro Salinas Meza

M.Sc. Felipe Condori Chambilla
SUBDIRECTOR DE INVESTIGACIÓN
EPIME





DEDICATORIA

La belleza y la felicidad no está en el físico donde muchos la buscan, está en el corazón donde pocos saben llegar. Así la plata y el oro no está en el lugar de la mejor mina que muchos buscan, sino está en la beta incluso de la peor mina donde pocos llegan. Por ese entender la felicidad fue mi mejor deseo, ya que se puede ser feliz con lo porco que se tiene e infeliz con lo mucho que se dispone. El fin de todo, el hombre planifica, pero Dios dispone.

Guido Ramos Gomez



AGRADECIMIENTOS

A Jehová por darme la vida y su bondad inmerecida cuando más lo necesite.

Agradezco a mis padres y familiares por su comprensión y apoyo incondicional. A la Universidad Nacional del Altiplano por permitirme culminar mis estudios en la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Mis reconocimientos a los miembros integrantes de Jurados calificador: Dr. Norman Jesus Beltran Castañon, M.Sc. Jose Manuel Ramos Cutipa, Dr. Julio Fredy Chura Acero por su apoyo y orientación y en forma especial al Dr. Mateo Alejandro Salinas Mena por su asesoramiento en el presente trabajo de investigación.

Un reconocimiento especial a mis docentes de la EPIME, a mis compañeros por compartir momentos de estudio que me impulsan a lograr mi proyecto de vida.

Mi agradecimiento a mis amigos familiares quienes fueron motivo de mi afecto especial a mis primos Fredy Quispe Gómez y Wilder Castillo Canqui. A Fernando por el tipeado de la presente tesis.

Guido Ramos Gomez



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	
AGRADECIMIENTOS	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE TABLAS	
ÍNDICE DE FIGURAS	
ÍNDICE DE ANEXOS	
ACRÓNIMOS	
RESUMEN	18
ABSTRACT.....	19
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	23
1.2.1. Problema general	23
1.2.2. Problemas específicos.....	23
1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	24
1.3.1. Hipótesis general	24
1.3.2. Hipótesis específicas.....	24
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	24
1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	26
1.5.1. Objetivo general	26
1.5.2. Objetivos específicos	26

CAPÍTULO II



REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	27
2.1.1. Antecedentes internacionales	27
2.1.2. Antecedentes nacionales.....	28
2.1.3. Antecedentes locales.....	30
2.2. MARCO TEÓRICO.....	31
2.2.1. Pérdida de carga en tuberías de PVC.....	31
2.2.2. Pérdidas locales en accesorios del conducto forzado	31
2.2.3. Pérdida de carga en la rejilla de la cámara de carga.....	32
2.2.4. Pérdida por entrada en la tubería de presión.....	32
2.2.5. Pérdida de carga en codos y cambios de dirección	32
2.2.6. Pérdida de carga en codos y cambios de dirección	33
2.2.7. Pérdida de carga por reducciones y válvulas.....	33
2.2.8. Dilatación térmica en tuberías de PVC	33
2.2.9. Espesor de tubería de acero y selección en tuberías de PVC	34
2.2.10. Gobernador automático de velocidad	34
2.2.11. Métodos de control de velocidad en el grupo generador.....	35
2.2.12. Gobernador de velocidad actuando sobre el caudal de agua en la turbina	35
2.2.13. Cálculo del espesor en tubería de acero.....	36
2.2.14. Determinación del espesor de tuberías de PVC.....	37
2.2.15. Gobernador de velocidad por regulación de carga	37
2.2.16. Criterios de selección de turbinas.....	38
2.2.17. Tipos de válvulas en centrales hidroeléctricas	39
2.2.18. Turbinas hidráulicas	39
2.2.19. Alternador Eléctrico	40



2.2.20. Control de tensión y regulación de frecuencia	41
2.2.21. Tipos de Alternadores.....	41
2.2.22. Control y protección de alternadores.....	42
2.2.23. Efectos del embalamiento en alternadores	42
2.2.24. Sistemas de acoplamiento y transmisión de potencia.....	43
2.2.25. Gobernador automático de velocidad	43
2.2.26. Selección de componentes hidráulicos en centrales hidroeléctricas	43
2.2.27. Tuberías forzadas.....	44
2.2.28. Fenómeno del golpe de ariete	44
2.2.29. Pérdidas de carga en tuberías forzadas	44
2.2.30. Pérdidas por entrada de agua	45
2.2.31. Pérdidas por rozamiento	46
2.2.32. Pérdidas en codos y ángulos.....	46
2.2.33. Pérdidas por cambios de sección	47
2.2.34. Pérdidas en válvulas	47
2.2.35. Línea piezométrica	47
2.2.36. Consideraciones en el diseño de tuberías forzadas.....	48
2.2.37. Cálculo de las tuberías forzadas	49
2.2.38. Carga hidrostática.....	49
2.2.39. Efectos de la temperatura	49
2.3. MARCO CONCEPTUAL	50
Tuberías forzadas	50
Pérdidas de carga.....	51
Golpes de ariete	51
Materiales de construcción.....	51



Diseño hidráulico	52
Eficiencia energética	52

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO.....	53
3.1.1. Ubicación geográfica.....	53
3.2. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	53
3.2.1. Tipo de investigación	54
3.2.2. Metodología de investigación.....	54
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN	54
3.3.1. Población:	54
3.3.2. Muestra:	55
3.4. ALCANCES Y LIMITACIONES DE ESTUDIO	55
3.4.1. Alcances.....	55
3.4.2. Limitaciones	55
3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS.....	55
3.5.1. Procedimiento de recolección de datos	55
3.5.2. Procesamiento y análisis de datos	56
3.6. EQUIPOS, MATERIALES E INSTRUMENTOS UTILIZADOS.....	56
3.6.1. Materiales	56
3.6.2. Herramientas Tecnológicas de Modelamiento	56
3.7. CÁLCULO DE LA MÁXIMA DEMANDA	57
3.7.1. Cálculo de la Máxima Demanda	57
3.7.2. Cálculo de la Altura Bruta (Hb)	58
3.7.3. Cálculo de la Altura Neta (Hn).....	58



3.7.4. Cálculo del Caudal de Diseño (Qd).....	59
3.7.5. Cálculo del diámetro teórico económico (D)	59
3.7.6. Cálculo de la velocidad (V).....	60
3.7.7. Recalculando el Caudal Ude diseño para 2 etapas iguales (Qd)	60
3.7.8. Recalculando el diámetro Técnico económico (D)	60
3.7.9. Cálculo del diámetro Hidráulico (Dh).....	61
3.7.10. Diseño de la Tubería a Presión	61
3.7.11. Cálculo del espesor de la Tubería (e)	62
3.7.12. Cálculo de la Sobrepresión por Golpe de Ariete (Δh).....	63
3.7.13. Cálculo de la Celeridad (Velocidad de propagación de la Onda de Sobrepresión): a.....	64
3.7.14. Cálculo del tiempo crítico (U).....	64
3.7.15. Cálculo del tiempo Relativo del cierre del distribuidor (Tr)	65
3.7.16. Cálculo de la altura de Pérdidas Primarias y Secundarias.....	66
3.7.17. Pérdida en la entrada de la tubería (h_e)	69
3.7.18. Pérdida en Cambio de dirección o Codo en la tubería (h_c).....	70
3.7.19. Pérdida de carga en la válvula (h_v)	71
3.7.20. Pérdida de Carga por reducción del diámetro de la Tubería (h_{rd})	72
3.7.21. Pérdida por altura de montaje de la turbina (H_m)	74
3.7.22. Pérdida por altura de descarga (h_d)	74
3.7.23. Cálculo de la pérdida total (h_p)	75
3.7.24. Anclaje y junta de dilatación	76
3.7.25. Cálculo de la altura neta (HN):.....	77
3.7.26. Cálculo de la Potencia Eléctrica Entregado para la Central Hidroeléctrica (Pot CH):	78



3.7.27. Cálculo de la potencia entregada por la Turbina (Pot)	81
3.7.28. Selección de la Turbina de la Central Hidroeléctrica	83
3.7.29. Diseño de la Rejilla de Protección.....	86
3.7.30. Partes de una Central Hidroeléctrica de Embalse.....	87

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS.....	89
4.1.1. Análisis del golpe de ariete.....	89
4.1.2. Tiempo Crítico de Cierre (tcr)	89
4.1.3. Sobrepresión por golpe de Ariete (Δh).....	90
4.1.4. Cálculo de la Presión máxima en la tubería (ht).....	90
4.1.5. Cálculo de sobrepresiones (Δh) y la presión máxima total expresada en metros de agua (ht) para diferentes tiempos de cierre por efecto de golpe de ariete.....	91
4.1.6. Cálculo de la Fuerza Hidrostática producida por el agua a la presa (FH). 94	
4.1.7. Cálculo del Peso de la Presa (P_p).....	94
4.1.8. Cálculo del momento de volteo de la presa (M).....	95
4.1.9. Momento en el punto (C) base de la presa (M_c)	95
4.1.10. Momento en el punto (D) base de la presa (M_D).....	96
4.1.11. Ubicación de la Fuerza Hidrostática (X_p , Y_p)	96
4.1.12. Rentabilidad Económica.....	97
4.1.13. Cálculo de la Rentabilidad del Proyecto	98
4.1.14. Cálculo de Emisiones por efecto Invernadero y Reducción del Impacto Ambiental	100



4.2. CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS POR LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE ALLINCAPAC.....	101
4.2.1. Alternativa: Emisiones si se usa Gas Natural	101
4.2.2. Ahorro de Emisiones por Consumo Eléctrico	102
4.2.3. Resumen: Diseño de la Central Hidroeléctrica de Presa Allincapac.....	103
4.3. DISCUSIÓN.....	112
V. CONCLUSIONES	114
VI. RECOMENDACIONES	116
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
ANEXOS.....	122

Área: Ingeniería Mecánica Eléctrica

Tema: Diseño de Centrales Hidroeléctricas

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 19 de diciembre de 2024



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Clasificación de Turbinas	38
Tabla 2 Coordenadas de Ubicación del Embalse.....	53
Tabla 3 Primera Etapa (250 kW)	57
Tabla 4 Segunda Etapa (250 kW)	58
Tabla 5 Valores del Coeficiente B	68
Tabla 6 Coeficiente Kc para cambio de dirección o codo en la tubería.....	70
Tabla 7 Coeficiente Kv para Válvula de Compuerta Circular	72
Tabla 8 Eficiencia Promedio de Turbinas de Reacción	82
Tabla 9 Valores de K, según tipo de turbina.....	84
Tabla 10 Números específicos para seleccionar turbinas	85
Tabla 11 Sobrepresiones (Δh) y Presión Máxima (ht) por Golpe de Ariete.....	92
Tabla 12 Valores del mix eléctrico.	100
Tabla 13 Resumen de Pérdidas.	110



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Reja Tipo “d”	67
Figura 2 Diagrama de rejilla	68
Figura 3 Pérdida en Cambio de dirección o Codo en la tubería (hc)	71
Figura 4 Diagrama de reducción de tubería	73
Figura 5 Central Hidroeléctrica de Embalse	87
Figura 6 Dimensiones de la presa	93
Figura 7 Diagrama de Rentabilidad Económica	99



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO 1: Alcance y aplicación del tipo de turbina.....	122
ANEXO 2: Tipos de turbinas.....	123
ANEXO 3: Área necesaria para la casa de máquinas de una central hidráulica.....	123
ANEXO 4: Costo de la maquinaria de la central hidráulica (U.S. \$).....	124
ANEXO 5: Plano de la Central Hidroeléctrica.....	125
ANEXO 6: Visita Lateral Casa de Maquinas.....	125
ANEXO 7: Visita de planta pared y divisiones interiores.....	126
ANEXO 8: Casa de Maquinas.....	127
ANEXO 9: Esquema Tubería PVC.....	128
ANEXO 10: Tuberías de presión.....	130
ANEXO 11: Rejilla.....	127
ANEXO 12: Fotografías del lugar de estudio, Cuenca Allinacpac – Macusani Puno.	128
ANEXO 13: Declaración Jurada de autenticidad de tesis.....	126
ANEXO 14: Autorización para el depósito de tesis en el Repositorio Institucional...	134





ACRÓNIMOS

MEF:	Ministerio de Economía y Finanzas
MINAM:	Ministerio del Ambiente
UNA:	Universidad Nacional del Altiplano
MINEM:	Ministerio de Energía y Minas
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
ANA:	Autoridad Nacional del Agua
CONCYTEC:	Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica
SUNASS:	Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento
SENAMHI:	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología



RESUMEN

El presente proyecto aborda la necesidad de una fuente de energía sostenible para la minera Sol Naciente, ubicada en la cuenca Allincapac, Macusani, Puno. Su objetivo principal es diseñar una central hidroeléctrica de embalse con capacidad de 500 kW, aprovechando el potencial hídrico de la región. La metodología empleada incluyó estudios de factibilidad técnica, análisis hidrológico y evaluación de impacto ambiental, apoyados en herramientas de modelamiento computacional y normativas técnicas internacionales. Los resultados destacan el diseño de componentes clave como la presa, tuberías forzadas y turbinas, asegurando un funcionamiento eficiente y sostenible. Además, el proyecto demuestra una reducción significativa de emisiones de carbono y una alta rentabilidad económica, con un período de recuperación de inversión favorable. Concluye que la implementación de esta central hidroeléctrica no solo satisfará las demandas energéticas de la minera, sino que también beneficiará a las comunidades locales, promoviendo el desarrollo regional y la sostenibilidad ambiental.

Palabras clave: Energía hidroeléctrica, diseño de embalse, sostenibilidad, minería, rentabilidad.



ABSTRACT

The present project addresses the need for a sustainable energy source for the Sol Naciente mining company, located in the Allincajac, Macusani, Puno. Its main goal is to design a 500 kW reservoir hydroelectric power plant, leveraging the region's water potential. The methodology included technical feasibility studies, hydrological analysis, and environmental impact assessments, supported by computational modeling tools and international technical standards. The results highlight the design of key components such as the dam, penstocks, and turbines, ensuring efficient and sustainable operation. Furthermore, the project demonstrates significant carbon emission reductions and high economic profitability with a favorable investment recovery period. It concludes that implementing this hydroelectric plant will not only meet the mining company's energy demands but also benefit local communities, fostering regional development and environmental sustainability.

Keywords: Hydroelectric energy, reservoir design, sustainability, mining, profitability.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El acceso a la energía eléctrica en las zonas rurales del Perú es un desafío crítico, especialmente en áreas remotas lejos de las principales ciudades, donde factores económicos y geográficos complican su disponibilidad. En un mundo cada vez más interconectado, la electricidad no es solo un lujo, sino una necesidad esencial para mejorar la calidad de vida. Este recurso impulsa el progreso al facilitar el acceso a tecnologías, educación y otros servicios fundamentales. Localidades como Macusani, en la región de Puno, reflejan claramente la urgencia de desarrollar proyectos sostenibles que garanticen energía accesible para toda la comunidad.

En este contexto, la empresa minera Sol Naciente, ubicada en la cuenca Allimcapac de Macusani, enfrenta la necesidad de contar con una fuente de energía fiable y sostenible que asegure el funcionamiento continuo de sus operaciones. Para responder a este desafío, se ha propuesto el diseño de una central hidroeléctrica de embalse con una capacidad de 500 kW, aprovechando el potencial hídrico de la cuenca Allimcapac. Este proyecto no solo busca garantizar un suministro energético eficiente, sino también reducir la dependencia de combustibles fósiles y fomentar el desarrollo económico y social de la región.

El estudio que se presenta tiene como objetivo analizar a fondo el diseño de esta central hidroeléctrica. En el primer capítulo se describe el problema, los objetivos específicos y la relevancia del proyecto. El segundo capítulo ofrece un marco teórico que abarca las metodologías para estimar la demanda energética y describe los componentes técnicos y operativos de una central hidroeléctrica, basándose en fuentes bibliográficas confiables. En el tercer capítulo se explica la metodología utilizada, que incluye la



recopilación y análisis de datos, así como la caracterización geográfica de la cuenca. El cuarto capítulo expone los resultados, ofreciendo una evaluación técnica y económica del proyecto, incluyendo análisis de viabilidad y sostenibilidad. Los anexos complementan el trabajo con planos, cálculos y especificaciones técnicas de los componentes clave.

El crecimiento del sector minero y la creciente demanda de energía en esta región hacen que este proyecto sea una oportunidad estratégica. No solo optimizará el uso de recursos renovables, sino que también garantizará un suministro energético eficiente y sostenible. De esta manera, el proyecto beneficiará tanto a la empresa Sol Naciente como a las comunidades de Macusani y sus alrededores, contribuyendo al desarrollo integral de la región.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La minera Sol Naciente, situada en la cuenca Allimcapac en Macusani, Puno, enfrenta actualmente grandes desafíos relacionados con el suministro de energía eléctrica. Dado que la minería es una actividad que consume enormes cantidades de energía, el crecimiento de las operaciones en la zona ha hecho que contar con un abastecimiento constante y confiable sea una prioridad crítica. En los últimos años, esta necesidad se ha intensificado debido a la expansión de las actividades mineras y la incorporación de tecnologías más avanzadas, que demandan aún más energía.

Actualmente, la minera depende en gran medida de generadores diésel para satisfacer sus necesidades energéticas. Sin embargo, esta solución tiene costos operativos elevados y un fuerte impacto ambiental, ya que contribuye significativamente a la emisión de gases de efecto invernadero. Además, la dependencia de combustibles fósiles expone a la empresa a fluctuaciones en los precios y disponibilidad de estos recursos, poniendo



en riesgo la estabilidad de sus operaciones. Estas limitaciones evidencian la necesidad urgente de una alternativa más sostenible y eficiente.

La cuenca Allimcapac ofrece un gran potencial para la generación de energía hidroeléctrica. Aprovechar este recurso mediante la construcción de una central hidroeléctrica de embalse con una capacidad de 500 kW permitiría a la minera satisfacer su creciente demanda energética de manera sostenible. Además, este proyecto no solo respondería a las necesidades actuales de la minera, sino que también abriría la puerta al desarrollo de una infraestructura energética más robusta, capaz de respaldar futuras expansiones y de beneficiar a las comunidades cercanas, muchas de las cuales todavía carecen de un acceso confiable a la electricidad.

Las limitaciones actuales en el suministro eléctrico ya están afectando la productividad de la minera Sol Naciente, generando interrupciones frecuentes y sobrecostos operativos. Estas restricciones han obligado a la empresa a adoptar soluciones temporales que, aunque necesarias, afectan su eficiencia y dificultan la planificación de sus actividades. La construcción de la central hidroeléctrica aliviaría estos problemas, proporcionando un suministro continuo, confiable y renovable de energía. Además, este proyecto tendría un impacto positivo más allá de las operaciones de la minera: crearía empleos locales, fomentaría el desarrollo de habilidades en la comunidad y mejoraría la calidad de vida de los habitantes al facilitarles un mejor acceso a la electricidad.

En este escenario, es fundamental diseñar y construir la central hidroeléctrica de embalse con capacidad de 500 kW, considerando no solo los aspectos técnicos y económicos, sino también el impacto social y ambiental que pueda generar. Incorporar principios de sostenibilidad en cada etapa del proyecto será clave para aprovechar de manera eficiente los recursos hídricos disponibles, al tiempo que se protege el entorno



natural y se promueve el bienestar de las comunidades locales que dependen de estos recursos. Así, esta central hidroeléctrica no solo resolvería los desafíos energéticos de la minera Sol Naciente, sino que también se convertiría en un motor de desarrollo para toda la región.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Problema general

¿Será posible diseñar una central hidroeléctrica de embalse Allinacpac que permita utilizar el potencial del recurso hidro energético disponible para el uso de la minera Sol Naciente a implementarse en la cuenca Allinacpac del Titicaca - Macusani - Puno?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿En qué medida la demanda energética requerida por la Minera Sol Naciente permite determinar el potencial del recurso hidro energético disponible en la cuenca Allinacpac del Titicaca - Macusani – Puno?
- ¿Conociendo el potencial de Recurso hidro energético, será posible diseñar las componentes de la Central Hidroeléctrica de embalse Allinacpac que permita generar la energía requerida por la Minera Sol Naciente en la Cuenca Allinacpac del Titicaca - Macusani - Puno?
- ¿En qué magnitud el uso energético y la reducción del impacto ambiental determinan la rentabilidad del proyecto y el periodo de recuperación de la inversión de la central Hidroeléctrica de embalse Allinacpac?



1.3. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. Hipótesis general

El sistema informático con reconocimiento facial incidirá positivamente en el control biométrico del examen extraordinario de la Universidad Nacional del Altiplano Puno en el año 2024.

1.3.2. Hipótesis específicas

- Determinar el potencial del recurso hidro energético disponible en la cuenca Allincapac del Titicaca que permita satisfacer la demanda energética requerida por la Minera Sol Naciente.
- Diseñar las componentes de la Central Hidroeléctrica de embalse Allincapac que permita generar la energía requerida por la Minera Sol Naciente en la Cuenca Allincapac del Titicaca - Macusani - Puno.
- Determinar la rentabilidad del proyecto y el periodo de recuperación de la inversión y la reducción del impacto ambiental de la central Hidroeléctrica de embalse Allincapac.

1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El proyecto de diseño de la central hidroeléctrica de embalse de 500 kW para la minera Sol Naciente se justifica en diversos aspectos: técnico, económico, social y ambiental. Este estudio tiene como objetivo abordar la creciente demanda energética de la minera, asegurando un suministro constante y sostenible que no solo apoye el crecimiento de sus operaciones, sino también el desarrollo de la infraestructura energética en la región de Macusani.



La energía eléctrica es crucial para las actividades mineras, y la cuenca Allimcapac, con su gran potencial hidroeléctrico, representa una oportunidad única para satisfacer esta necesidad de forma eficiente y económica. La construcción de la central hidroeléctrica permitirá a la minera Sol Naciente disminuir su dependencia de los combustibles fósiles, además de ofrecer una solución para estabilizar y optimizar los costos operativos a largo plazo, algo esencial en un sector donde la competitividad es clave.

Desde un enfoque social, este proyecto tiene un gran valor para la comunidad, ya que la implementación de la central hidroeléctrica podría contribuir significativamente al desarrollo socioeconómico de las localidades cercanas. La generación de electricidad mejorará los servicios básicos, creando nuevas oportunidades de empleo y elevando la calidad de vida de los habitantes. Además, se espera que el acceso a energía renovable impulse la economía local, permitiendo a más hogares y negocios beneficiarse de este servicio esencial.

Por otro lado, el proyecto también se ajusta a las políticas energéticas del país, que buscan fortalecer la infraestructura energética en regiones apartadas. En este sentido, la central hidroeléctrica ampliará la cobertura eléctrica a nivel nacional, optimizando las inversiones y asegurando un acceso a la electricidad que cumpla con altos estándares de calidad y seguridad.

Finalmente, el enfoque sostenible de este proyecto lo convierte en una opción responsable frente a las necesidades energéticas del sector minero y las comunidades cercanas. La central hidroeléctrica de embalse no solo reducirá el impacto ambiental en comparación con las fuentes de energía tradicionales, sino que también fomentará la conservación de los recursos hídricos de la región.



1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. Objetivo general

Diseño de la central hidroeléctrica de embalse Allincapac que permita utilizar el potencial del recurso hidro energético disponible para el uso de la minera Sol Naciente a implementarse en la cuenca Allincapac del Titicaca - Macusani - Puno.

1.5.2. Objetivos específicos

- Determinar el potencial del recurso hidro energético disponible en la cuenca Allincapac del Titicaca que permita satisfacer la demanda energética requerida por la Minera Sol Naciente.
- Diseñar las componentes de la Central Hidroeléctrica de embalse Allincapac que permita generar la energía requerida por la Minera Sol Naciente en la Cuenca Allincapac del Titicaca - Macusani - Puno.
- Determinar la rentabilidad del proyecto y el periodo de recuperación de la inversión y la reducción del impacto ambiental de la central Hidroeléctrica de embalse Allincapac.



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

2.1.1. Antecedentes internacionales

Valdivieso Carrión (2017) desarrolló un proyecto de diseño para las obras de embalse del proyecto hidroeléctrico Machinaza, en el cual se diseñaron estructuras de concreto, presas ciegas y un túnel de desviación para el caudal del río durante la construcción. La capacidad instalada del proyecto alcanzó los 120,56 MW, con una generación anual de 1056,08 GWh.

Toledo San Juan (2018) investigó el diseño y construcción de una minicentral hidroeléctrica que aprovecha el agua vertida por aliviaderos para la generación de electricidad. El análisis hidrológico y topográfico fue utilizado para ubicar el embalse de manera óptima, y se dimensionaron las estructuras necesarias. La investigación concluye que, aunque la capacidad del embalse es limitada, puede generar energía aprovechando el recurso hídrico disponible.

González y Pérez (2020) realizaron un estudio de factibilidad para una planta hidroeléctrica en la región mediterránea, utilizando embalses para generar energía renovable. El análisis incluyó un estudio detallado del caudal y los requisitos técnicos para la construcción de los embalses y turbinas. Los autores resaltaron la importancia de los embalses para regular el flujo y garantizar una producción energética constante.

Kumar y Singh (2021) revisaron los desafíos operativos y de diseño en plantas hidroeléctricas basadas en embalses. En su investigación, destacan la



importancia de realizar evaluaciones ambientales exhaustivas para mitigar impactos en los ecosistemas locales. Se utilizaron modelos matemáticos para optimizar el diseño estructural y mejorar la eficiencia operativa.

Bakken y Ziv (2019) investigaron los impactos socioeconómicos de las pequeñas plantas hidroeléctricas y concluyeron que estos proyectos no solo contribuyen a la generación eléctrica, sino que también pueden ser catalizadores del desarrollo comunitario cuando son gestionados adecuadamente.

International Renewable Energy Agency (IRENA, 2023) publicó un informe sobre las tendencias actuales en el sector hidroeléctrico, enfatizando que los embalses son esenciales no solo para la generación de energía, sino también para la regulación de flujos hídricos y la mitigación de inundaciones. La IRENA sostiene que las inversiones en infraestructura hidráulica deben ir acompañadas de políticas que maximicen su potencial y minimicen impactos ambientales.

UNIDO (2022) presentó estudios de caso sobre pequeñas plantas hidroeléctricas exitosas en diferentes países, demostrando que estos proyectos mejoran el acceso a electricidad en comunidades rurales y promueven el desarrollo económico local. La conclusión principal es que, si se integran adecuadamente con las necesidades de la comunidad, estos proyectos pueden ofrecer beneficios significativos.

2.1.2. Antecedentes nacionales

Sánchez Ponce (2020) presentó un análisis técnico-económico que evalúa la viabilidad de construir una central hidroeléctrica con embalse en la cuenca del río Mantaro. La conclusión principal es que el proyecto puede generar energía renovable significativa y contribuir al desarrollo económico local, resaltando la



importancia del diseño adecuado y la planificación anticipada en proyectos hidroeléctricos.

Paredes Huamán (2021) realizó un estudio detallado sobre las características técnicas y económicas necesarias para implementar un proyecto hidroeléctrico con embalse en el río Tambo. Se concluyó que, con las inversiones adecuadas, se puede garantizar una producción energética eficiente y sostenible a lo largo del tiempo.

Gonzales Córdova (2018) examinó los factores que afectan la viabilidad de proyectos hidroeléctricos con embalse en Perú. Se concluyó que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero y tiene el potencial de mejorar significativamente el acceso a energía eléctrica en comunidades rurales cercanas.

Huamán Chura (2020) presentó un enfoque innovador para maximizar la eficiencia energética mediante un sistema reversible en el río Apurímac. Este tipo de proyectos puede ser clave para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

Rojas Quispe (2017) analizó los costos e ingresos asociados a la construcción y operación de una central hidroeléctrica con embalse en el sur del Perú, determinando que el proyecto es rentable bajo condiciones favorables del mercado eléctrico nacional.

Quispe Apaza (2019) investigó las condiciones necesarias para establecer un proyecto hidroeléctrico con embalse en la región Cusco. Se demostró la viabilidad económica del proyecto a largo plazo, concluyendo que estas iniciativas son esenciales para diversificar las fuentes energéticas del país.



2.1.3. Antecedentes locales

Goyzueta Arce (2017) realizó un estudio y diseño para la minicentral hidroeléctrica en el distrito de Phara, provincia de Sandía. El estudio incluye un análisis de mercado eléctrico que cuantifica la demanda actual y futura de energía, proyectando un crecimiento en la demanda a 342.46 kW para 2041. Se detallan el diseño hidráulico y las obras civiles necesarias, concluyendo que el proyecto es factible y puede contribuir significativamente al suministro energético local.

Cruz Salas (2019) evaluó la viabilidad económica del proyecto Central Hidroeléctrica Río Blanco, en el distrito de San Gabán, provincia de Carabaya. El estudio abarca el análisis de costos de inversión, el marco regulatorio y las proyecciones del mercado eléctrico, concluyendo que el proyecto es económicamente viable con una capacidad proyectada de 19.8 MW.

Ministerio de Energía y Minas (2021) desarrolló el proyecto de las Centrales Hidroeléctricas Anto Ruiz III y IV, ubicado en los distritos de Ituata y Ayapata. El proyecto busca mejorar el suministro energético en Puno y considera medidas socio-ambientales para mitigar impactos durante la construcción, esperando una capacidad combinada significativa que beneficie a la región.

Limbani-Phara (1987) promovió el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica en localidades marginadas de Puno, evaluando el potencial hidráulico y proponiendo un diseño con una potencia proyectada de 502 kW. Aunque es un estudio antiguo, aporta un contexto histórico de esfuerzos hidroeléctricos en la región.

Grupo Hidráulica (2021) impulsó el proyecto San Gabán III, que tiene como objetivo aumentar la capacidad energética en Puno mediante una nueva



planta que capte aguas del San Gabán II y del río San Gabán, con una inversión estimada en 438 millones de dólares, contribuyendo significativamente al suministro eléctrico regional y generando empleo local.

2.2. MARCO TEÓRICO

2.2.1. PÉRDIDA DE CARGA EN TUBERÍAS DE PVC

La pérdida de carga en sistemas de tuberías es fundamental en el diseño hidráulico, especialmente en instalaciones de conducción de agua en plantas hidroeléctricas. En tuberías de PVC, las pérdidas de carga debido a la fricción del fluido se determinan utilizando la ecuación de Darcy-Weisbach. Esta fórmula describe la caída de presión en función de la velocidad del fluido, la longitud de la tubería, el diámetro y el coeficiente de fricción, el cual depende del material de la tubería y del régimen de flujo. Este coeficiente se encuentra comúnmente en tablas y nomogramas proporcionados por los fabricantes, lo cual facilita la selección del diámetro adecuado para un caudal determinado y una pérdida de carga específica (Bansal, 2010; White, 2011).

2.2.2. Pérdidas locales en accesorios del conducto forzado

Además de las pérdidas en tramos rectos de tubería, existen pérdidas locales causadas por accesorios como válvulas, codos y rejillas. Estas pérdidas son inherentes a los cambios de dirección y se representan mediante un coeficiente de resistencia específico para cada tipo de accesorio (Munson, Okiishi, Huebsch, & Rothmayer, 2013). La resistencia que ofrece cada componente depende de su geometría y diseño. Por ejemplo, los codos y curvas agudas tienden a generar mayores pérdidas debido a la turbulencia inducida.

2.2.3. Pérdida de carga en la rejilla de la cámara de carga

En los sistemas de carga, las rejillas en las cámaras de entrada también generan pérdidas de carga, calculadas según la inclinación de los barrotes y las dimensiones de la rejilla. La fórmula básica es:

$$h = \frac{\beta \cdot \left(\frac{l}{s}\right) \cdot \sin\alpha}{2g}$$

donde β es un coeficiente que varía entre 0.15 y 0.2, y α representa el ángulo de inclinación (Cengel & Cimbala, 2014).

2.2.4. Pérdida por entrada en la tubería de presión

La pérdida de carga al ingresar el fluido en la tubería de presión depende de las condiciones de entrada y se estima mediante el coeficiente K_e . El valor de K_e varía según el diseño de la entrada, siendo común utilizar un valor de 0.76 para una entrada sin embocadura y 0.05 para una entrada embocada:

$$h_e = \frac{K_e \cdot V^2}{2g}$$

Este coeficiente ayuda a ajustar el diseño para minimizar pérdidas iniciales y mejorar la eficiencia del sistema hidráulico (Fox & McDonald, 2011).

2.2.5. Pérdida de carga en codos y cambios de dirección

Los codos y ángulos en el diseño de tuberías afectan el flujo al producir pérdidas adicionales. Las pérdidas en codos se calculan mediante un coeficiente específico que varía según el ángulo y la curvatura del codo:



$$h_c = \frac{k_c \cdot V^2}{2g}$$

donde k_c depende de la geometría de la curva (Esposito, 2015).

2.2.6. Pérdida de carga en codos y cambios de dirección

En sistemas con derivaciones, las pérdidas se calculan en función de la velocidad de flujo y los diámetros de las tuberías principales y derivadas. Este tipo de cálculo incluye términos como k_d y considera el ángulo de derivación, logrando un diseño más preciso y eficiente para complejos sistemas de distribución (Lindeburg, 2011).

2.2.7. Pérdida de carga por reducciones y válvulas

Las reducciones de diámetro y válvulas producen pérdidas de carga específicas que dependen de la variación de áreas y el diseño de cada elemento. Por ejemplo, el cálculo de pérdida en una válvula se hace con:

$$h_v = \frac{k_v \cdot V^2}{2g}$$

donde k_v varía con el tipo y apertura de la válvula (Mott, 2014).

2.2.8. Dilatación térmica en tuberías de PVC

Las tuberías experimentan dilatación térmica debido a cambios de temperatura. En PVC, el cambio en longitud se calcula con:

$$L = L_0[1 + \alpha(T_2 - T_1)]$$

donde α es el coeficiente de dilatación térmica específico del material (Nag, 2010).

2.2.9. Espesor de tubería de acero y selección en tuberías de PVC

Para las tuberías de acero, se determina el espesor necesario según la presión máxima y un factor de seguridad, empleando fórmulas basadas en la norma DIN. El espesor mínimo en condiciones óptimas es:

$$e_1 = 0.0867 \cdot H \cdot D + 1.5\text{mm}$$

Mientras que las tuberías de PVC se seleccionan en clases estándar según la presión soportada, evitando la necesidad de cálculo de espesor y asegurando un desempeño confiable (Shames, 2002).

2.2.10. Gobernador automático de velocidad

La frecuencia de la corriente eléctrica generada en una central hidroeléctrica está directamente relacionada con la velocidad de rotación del alternador. Es decir, variaciones en la velocidad del rotor del generador provocan cambios en la frecuencia de la corriente alterna, afectando el valor de 60 o 50 Hz, según el sistema de red al cual esté conectada la central. Este parámetro es crucial, dado que la estabilidad de frecuencia influye en la eficiencia y operación segura de los equipos eléctricos conectados a la red (Cengel & Cimbala, 2017).

Un funcionamiento a frecuencias fuera del rango nominal puede tener efectos negativos en diversos equipos. Por ejemplo, los motores eléctricos pueden experimentar una pérdida de rendimiento y un aumento en el desgaste, mientras que las lámparas podrían reducir su vida útil (Chowdhury et al., 2020). En centrales hidroeléctricas que carecen de sistemas de regulación de velocidad, las variaciones en la demanda de energía impactan directamente en la velocidad de la turbina, lo que ocasiona fluctuaciones en la frecuencia y el voltaje. Para mantener



la estabilidad del sistema, se necesita un sistema de compensación, como un gobernador automático de velocidad, que actúe directamente sobre el caudal de agua, adaptándolo según los cambios en la demanda (Penche, 1998).

2.2.11. Métodos de control de velocidad en el grupo generador

Existen dos principales métodos para controlar la velocidad en un sistema hidroeléctrico:

- **Regulación del caudal de agua en la turbina:** Ajustando el caudal de agua que entra a la turbina se logra estabilizar la velocidad de giro del generador. Este método es eficiente para responder rápidamente a las variaciones de demanda y es el más utilizado en grandes instalaciones (Bhatia, 2012).
- **Regulación de carga:** En este caso, se emplea un dispositivo que modula la carga del generador para mantener constante la velocidad, aunque es menos común en plantas hidroeléctricas (Cengel & Cimbala, 2017).

2.2.12. Gobernador de velocidad actuando sobre el caudal de agua en la turbina

El principio fundamental del gobernador de velocidad radica en la igualdad entre la potencia disponible en la entrada de la turbina y la potencia requerida en la salida. En otras palabras, si la demanda de energía aumenta, el gobernador incrementa el caudal de agua para que la turbina reciba la energía necesaria, manteniendo así una velocidad constante (Penche, 1998).

Los métodos de regulación pueden clasificarse en:

- **Regulación manual:** Común en microcentrales menores a 50 kW, requiere de un operador que ajuste manualmente el flujo de agua en respuesta a las fluctuaciones de frecuencia y demanda. Es una solución práctica en instalaciones pequeñas donde las variaciones de carga son relativamente predecibles y lentas (Bhatia, 2012).
- **Regulación automática:** Empleada en plantas con grandes fluctuaciones de demanda, esta regulación utiliza sistemas oleomecánicos y electrohidráulicos, tales como reguladores taquimétricos y electrohidráulicos. Este tipo de regulación es costoso y más complejo, por lo que se implementa en centrales de potencia superior a 100 kW (Chowdhury et al., 2020).

2.2.13. Cálculo del espesor en tubería de acero

El diseño de las tuberías en sistemas hidroeléctricos requiere un cálculo preciso del espesor para asegurar que soporten las presiones de operación. Este cálculo se realiza con la fórmula recomendada por la normativa DIN (Deutsche Institut für Normung), que considera factores como la presión máxima y el esfuerzo de trabajo del acero (Cengel & Cimbala, 2017). La ecuación es:

$$e = \frac{(P \cdot D)}{(2 \cdot S_1 \cdot K_s)} + C$$

donde:

- e: espesor de la tubería (mm),
- P: presión máxima, que incluye la presión estática y la sobrepresión por golpe de ariete,
- D: diámetro interior de la tubería,

- S_1 : esfuerzo de trabajo del acero, ajustado según el factor de servicio (con un valor de 1.7 o 2.0 según la certificación del material),
- K_s : factor de soldadura, y
- C: suplemento para compensar el desgaste por corrosión (DIN, 1991).
- En condiciones óptimas, el espesor mínimo puede calcularse con una fórmula reducida:

$$e_1 = 0.0867 \cdot H \cdot D + 1.5\text{mm}$$

y en condiciones desfavorables:

$$e_2 = 0.143 \cdot H \cdot D + 1.5\text{mm}$$

2.2.14. Determinación del espesor de tuberías de PVC

Las tuberías de PVC se producen con espesores estandarizados, por lo que no se requiere realizar un cálculo detallado del espesor. En lugar de ello, se selecciona la clase de presión adecuada, de acuerdo con los requisitos de operación de la planta hidroeléctrica. Las clases más comunes son: Clase 5 (5 kg/cm²), Clase 7.5 (7.5 kg/cm²), Clase 10 (10 kg/cm²) y Clase 15 (15 kg/cm²) (Penche, 1998).

2.2.15. Gobernador de velocidad por regulación de carga

El gobernador de velocidad es un sistema esencial para el control de la frecuencia en una central hidroeléctrica, ya que regula la velocidad de rotación del alternador en función de la demanda energética. En grandes instalaciones, se utilizan dispositivos electro-oleo-mecánicos para esta regulación. Sin embargo, en proyectos de menor envergadura, como pequeñas centrales, se opta por el Gobernador Electrónico de Carga, que ajusta la carga del alternador, manteniendo

así una frecuencia estable. Esto se logra equilibrando la energía generada entre la carga principal y una carga secundaria (Meyer et al., 2020).

2.2.16. Criterios de selección de turbinas

La selección de una turbina adecuada es crítica para el desempeño óptimo de una central hidroeléctrica. La velocidad específica de la turbina es un parámetro clave que se calcula utilizando la ecuación:

$$N_s = \frac{n_s \cdot \sqrt{N}}{h^{3/4}}$$

donde n_s representa las revoluciones por minuto, N es la potencia del eje, y h es la altura neta. Este valor permite identificar el tipo de turbina más adecuado según las características de flujo y altura de la caída de agua (Green & White, 2023). Las turbinas se clasifican en función de su velocidad específica, como se muestra en la Tabla 1:

Tabla 1

Clasificación de Turbinas

Velocidad específica (Ns)	Tipo de Turbina
5 a 30	Pelton con un inyector
30 a 50	Pelton con varios inyectores
50 a 100	Francis lenta
100 a 200	Francis normal
200 a 300	Francis rápida
Más de 500	Kaplan o hélice



2.2.17. Tipos de válvulas en centrales hidroeléctricas

Las válvulas desempeñan un papel esencial en el control de flujo y la regulación de presión en el sistema hidráulico de las centrales. Existen varios tipos de válvulas utilizadas en este contexto, siendo las más comunes las de compuerta, mariposa y esférica.

- **Válvula de compuerta:** La válvula de compuerta es ampliamente utilizada en pequeñas centrales hidroeléctricas debido a su resistencia mecánica y cierre estanco. Esta válvula permite un control preciso del flujo, aunque su operación en altas presiones requiere considerable fuerza, para lo cual se puede instalar una válvula de by-pass (Martínez et al., 2024).
- **Válvula de mariposa:** Adecuada para tuberías de gran diámetro, la válvula de mariposa se caracteriza por un disco giratorio equilibrado, que minimiza la fuerza necesaria para su operación. Sin embargo, no proporciona un cierre completamente estanco y genera una pérdida de carga mayor en comparación con la válvula de compuerta (Smith & Jones, 2021).
- **Válvula esférica:** La válvula esférica, empleada para tuberías de gran diámetro, permite el paso libre de fluido sin pérdida de carga, aunque su costo es elevado. Este tipo de válvula es menos común en aplicaciones de pequeñas centrales (Johnson & Taylor, 2019).

2.2.18. Turbinas hidráulicas

La elección de una turbina adecuada depende de varios factores, como la altura neta, el caudal y la potencia deseada. Las turbinas hidráulicas se clasifican

en dos tipos principales: turbinas de acción, como la Pelton y la Michell-Banki, y turbinas de reacción, como la Francis y la Kaplan.

- **Turbina Pelton:** Esta turbina es ideal para caídas altas y bajo caudal, y es capaz de operar a carga parcial. Su diseño con cucharas montadas en la periferia del rotor permite un alto rendimiento sin problemas de cavitación (Smith, 2021).
- **Turbina Michell-Banki:** Con un flujo transversal y de doble paso, la turbina Michell-Banki es una opción versátil para aplicaciones en pequeñas centrales. Su diseño permite un aprovechamiento óptimo del flujo y su construcción es relativamente simple y económica (Johnson & Taylor, 2019).
- **Turbina Francis:** Esta turbina de reacción es adecuada para aplicaciones de alturas medias y altas. La turbina Francis es conocida por su eficiencia, aunque presenta desafíos como la cavitación y un mayor costo de mantenimiento (Green & White, 2023).

2.2.19. Alternador Eléctrico

El alternador es la máquina encargada de convertir la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica. En aplicaciones hidroeléctricas, estos alternadores deben estar diseñados para soportar altas velocidades y tensiones debido a las condiciones de operación en centrales hidroeléctricas. Para ello, se fabrican con materiales reforzados y están adaptados para tolerar fuerzas centrífugas elevadas (Smith, 2021).



2.2.20. Control de tensión y regulación de frecuencia

El control de la tensión de salida en centrales hidroeléctricas es esencial para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente de los equipos eléctricos conectados. La tecnología actual permite que los alternadores utilizados en estos sistemas sean autoexcitados y autoregulados, con una variación de tensión que no suele exceder el $\pm 3\%$ entre condiciones de vacío y carga plena. Para el adecuado control de la frecuencia, es fundamental que la velocidad de rotación se mantenga constante, dependiendo esta frecuencia del número de polos del alternador, lo cual asegura la estabilidad del sistema eléctrico en conjunto (Peralta & Gutiérrez, 2021).

2.2.21. Tipos de Alternadores

En las minicentrales hidroeléctricas se emplean dos tipos principales de alternadores: con escobillas y sin escobillas. Los alternadores con escobillas incluyen anillos colectores y un sistema de excitación que usa un reactor, transformador de corriente y puente rectificador de diodos, permitiendo que la tensión de salida sea proporcional a la velocidad de rotación. Este tipo de alternador requiere un mantenimiento regular debido al desgaste de las escobillas. Por otro lado, los alternadores sin escobillas poseen un sistema inductor giratorio y un regulador automático de tensión, lo que facilita la operación en paralelo y reduce la necesidad de mantenimiento, aunque tienen un coste de repuestos más alto y presentan ciertas limitaciones en su capacidad de arranque (Jiménez & López, 2020).



2.2.22. Control y protección de alternadores

La protección de los alternadores debe ser proporcional al costo del equipo y al impacto de la falta de servicio. Para mitigar riesgos, el método ideal de protección es el corte del suministro de agua a la turbina, aunque no siempre es económicamente viable. Existen fallas comunes tanto de origen mecánico como eléctrico. Las fallas mecánicas incluyen el embalamiento de la turbina, una condición en la que la turbina gira a velocidad excesiva debido a un repentino cambio de carga o una falla en el sistema de control, lo cual puede dañar los componentes internos debido a la fuerza centrífuga (Ríos, 2019). En cuanto a las fallas eléctricas, las sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones atmosféricas son algunos de los problemas más comunes, para los cuales los interruptores termomagnéticos ofrecen una protección adecuada siempre que se encuentren correctamente dimensionados (Rivera & Torres, 2022).

2.2.23. Efectos del embalamiento en alternadores

El embalamiento afecta de manera diferente a los alternadores con y sin escobillas. En los alternadores sin escobillas, el regulador automático de voltaje (AVR) ajusta la corriente de excitación para evitar aumentos críticos en la tensión de salida. En los alternadores con escobillas, la tensión de salida puede incrementarse hasta un 35% de la nominal, aunque en la mayoría de los casos, esta variación no causa daños graves en el sistema (Alvarado & Martínez, 2018). Ante estas situaciones, se recomienda la instalación de relés de baja frecuencia y pararrayos para proteger la instalación de sobretensiones atmosféricas.



2.2.24. Sistemas de acoplamiento y transmisión de potencia

La transmisión de potencia entre la turbina y el alternador puede realizarse mediante acoplamiento directo, transmisión por fajas o transmisión por engranajes. El acoplamiento directo, mediante acoplamientos rígidos o flexibles, es común cuando se garantiza un adecuado alineamiento entre los ejes (González, 2021). La transmisión por fajas es empleada en sistemas de menor potencia, ofreciendo ventajas como la protección ante sobrecargas y la posibilidad de unir ejes a distancia, aunque presenta limitaciones en cuanto a potencia y durabilidad. Las transmisiones por engranajes, especialmente en centrales de espacio reducido, requieren un mantenimiento exhaustivo, ya que su mayor complejidad puede incidir en los costos y en la operatividad de la instalación (Fernández & Reyes, 2022).

2.2.25. Gobernador automático de velocidad

Para garantizar la estabilidad de la frecuencia de la corriente generada, el gobernador automático controla la velocidad de rotación del alternador. Esta regulación puede ser manual en sistemas menores a 50 kW o automática en centrales con variaciones significativas en la demanda. Los reguladores oleomecánicos son una opción común para la regulación automática, permitiendo mantener la frecuencia del sistema eléctrico (Morales, 2019).

2.2.26. Selección de componentes hidráulicos en centrales hidroeléctricas

La válvula de admisión, como elemento de control del caudal hacia la turbina, debe seleccionarse según las características de presión y tipo de accionamiento. Las válvulas de compuerta, mariposa y esféricas son comunes en



estas aplicaciones, cada una con sus ventajas específicas en cuanto a eficiencia y resistencia a la presión (Castro, 2020).

2.2.27. Tuberías forzadas

Las tuberías forzadas transportan el agua desde el canal hasta la turbina, y su selección depende de la altura de caída y la potencia del sistema. Las tuberías metálicas son adecuadas para grandes alturas, mientras que las de hormigón precomprimido se recomiendan para sistemas de menor altura, pero con mayores caudales (López, 2023). Existen tuberías especializadas, como las predeformadas y precomprimidas, diseñadas para reducir el peso y optimizar la resistencia a las presiones hidráulicas, las cuales pueden alcanzar hasta un 50% de reducción en peso en comparación con tuberías metálicas tradicionales (García & Delgado, 2021).

2.2.28. Fenómeno del golpe de ariete

Este fenómeno se produce debido a variaciones bruscas en la carga de la turbina, que generan sobrepresiones en la tubería, impactando el grosor necesario de las mismas para evitar fallos. Según la teoría de L. Allievi, el cálculo de estas sobrepresiones permite dimensionar correctamente las tuberías y prever mecanismos de protección que minimicen los efectos del golpe de ariete, como el uso de válvulas de cierre controlado o sistemas amortiguadores (Pérez, 2019).

2.2.29. Pérdidas de carga en tuberías forzadas

Las pérdidas de carga en las tuberías forzadas son uno de los aspectos más relevantes en el diseño y operación de sistemas hidráulicos, como las centrales hidroeléctricas. Estas pérdidas de carga se refieren a la disminución de la presión



del flujo de agua a lo largo de una tubería debido a diversos factores, tales como la fricción, las irregularidades en la tubería y la presencia de accesorios, como válvulas y codos. El control adecuado de estas pérdidas es esencial para asegurar la eficiencia del sistema y prevenir problemas estructurales o operativos en la instalación.

Las pérdidas de carga se clasifican en diferentes categorías, cada una de ellas asociada a fenómenos específicos dentro del flujo del agua. La identificación y cuantificación de estas pérdidas son fundamentales para el cálculo de las presiones y el dimensionamiento adecuado de las tuberías.

2.2.30. Pérdidas por entrada de agua

La entrada del agua en la tubería está asociada a una pérdida de carga que depende de la velocidad inicial que el agua debe adquirir para poder ingresar en el sistema. Esta velocidad se relaciona directamente con la altura de la columna de agua que puede generarla. Para calcular esta pérdida, se utiliza la siguiente fórmula:

$$h_2 = \frac{V^2}{2g}$$

Donde V es la velocidad del agua en la tubería y g es la aceleración debida a la gravedad. Este tipo de pérdida es especialmente relevante en el diseño de la entrada de las tuberías, donde la velocidad inicial del flujo puede ser controlada para reducir las pérdidas.



2.2.31. Pérdidas por rozamiento

Las pérdidas por fricción o rozamiento ocurren debido a la interacción del flujo de agua con las paredes de la tubería, que produce una resistencia al movimiento del fluido. Estas pérdidas son generalmente significativas y se calculan utilizando la fórmula de Bazin, que tiene en cuenta la longitud de la tubería, su diámetro y la rugosidad del material:

$$h_3 = \frac{4V^2L}{c^2d}$$

En esta fórmula, L es la longitud de la tubería, d es el diámetro de la tubería y c es un coeficiente que depende de la rugosidad del material. La fricción es una de las fuentes más comunes de pérdida de carga, y su impacto se incrementa conforme aumenta la longitud de la tubería.

2.2.32. Pérdidas en codos y ángulos

Los codos y ángulos en las tuberías también representan una fuente significativa de pérdidas de carga. La pérdida en estas secciones se debe a la alteración del flujo causada por la curvatura de la tubería. Para los codos, la pérdida de carga se puede calcular mediante la fórmula:

$$h_A = \frac{a^\circ}{90} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Donde a° es el ángulo del codo, y para codos de arco circular, el valor de ξ (coeficiente de pérdida) varía según la relación entre el radio interno de la tubería y el radio de la curva.

2.2.33. Pérdidas por cambios de sección

Los cambios en el diámetro de la tubería, ya sean bruscos o graduales, también generan pérdidas de carga. En caso de un cambio brusco de sección, la pérdida de carga se calcula con:

$$h_5 = \frac{(V_o - V)^2}{2g}$$

Mientras que para un cambio gradual, la pérdida de carga depende del ángulo de expansión de la sección. Los cambios de sección deben ser diseñados cuidadosamente para minimizar las pérdidas de carga y evitar la formación de turbulencias.

2.2.34. Pérdidas en válvulas

Las válvulas que regulan el flujo de agua en el sistema también producen pérdidas de carga. Estas pérdidas dependen del tipo de válvula y su diseño. En una válvula de compuerta rectangular, la pérdida de carga se calcula con la fórmula:

$$h_g = \frac{KV^2}{2g}$$

Donde K es el coeficiente específico de la válvula, que varía dependiendo de su diseño y las características del fluido. La elección adecuada de válvulas y su dimensionamiento es fundamental para mantener la eficiencia del sistema.

2.2.35. Línea piezométrica

La línea piezométrica es una herramienta visual que permite identificar las pérdidas de carga a lo largo de la tubería. Esta línea se representa mediante la altura de las columnas de agua en diferentes puntos de la tubería, mostrando cómo



la presión se ve afectada por las diversas pérdidas de carga. En el diseño de instalaciones hidráulicas, es crucial asegurarse de que la tubería no tenga secciones por encima de la línea piezométrica para evitar la formación de zonas de presión negativa que puedan comprometer la integridad del sistema.

2.2.36. Consideraciones en el diseño de tuberías forzadas

El diseño de las tuberías forzadas requiere tener en cuenta varios factores para garantizar su eficiencia y seguridad. Estos incluyen la presión hidrostática, los golpes de ariete, el peso de la tubería, las variaciones de temperatura y la inclinación de la tubería. Cada uno de estos aspectos puede influir de manera significativa en el rendimiento de la instalación.

- **Presión hidrostática:** La presión en cada sección de la tubería debe ser cuidadosamente calculada para evitar sobrepresiones que puedan dañar la estructura de la tubería.
- **Golpes de ariete:** Son las sobrepresiones transitorias causadas por cambios rápidos en el flujo, y deben ser tomadas en cuenta en el diseño para evitar daños a la infraestructura.
- **Peso de la tubería:** El peso de la tubería y el agua que transporta puede generar esfuerzos adicionales, especialmente en tuberías de gran longitud.
- **Variaciones de temperatura:** Los cambios térmicos pueden afectar la resistencia de los materiales y deben ser considerados en los cálculos de diseño.
- **Posición inclinada:** Las tuberías inclinadas experimentan esfuerzos adicionales de compresión o extensión, lo cual debe ser considerado en el cálculo estructural.



2.2.37. Cálculo de las tuberías forzadas

El cálculo del espesor de las tuberías forzadas se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$e = \frac{p \cdot d}{2 \cdot K}$$

Donde e es el espesor de la plancha de la tubería, p es la presión total en el interior de la tubería, d es el diámetro de la tubería y K es el coeficiente de trabajo del material (generalmente acero). Este cálculo debe tener en cuenta el tipo de material y el tamaño de la tubería.

2.2.38. Carga hidrostática

La carga hidrostática es un aspecto crítico en el diseño de tuberías forzadas, ya que determina la presión total necesaria para mantener la integridad de la tubería. Durante la operación de una central hidroeléctrica, es esencial calcular y representar gráficamente esta carga para asegurar que la tubería mantenga un espesor mínimo que resista las presiones operativas.

2.2.39. Efectos de la temperatura

Las variaciones de temperatura pueden generar esfuerzos adicionales en las tuberías, afectando la resistencia de los materiales. Estos efectos deben ser considerados en el diseño, especialmente en aquellas tuberías que no tienen juntas de dilatación, y en el cálculo de los anclajes.



2.3. MARCO CONCEPTUAL

Hidráulica

La hidráulica es una disciplina de la ingeniería que se enfoca en el estudio del comportamiento de los fluidos, particularmente el agua, en diversos contextos. Su importancia radica en el diseño y optimización de sistemas hidráulicos como presas, canales, tuberías y plantas hidroeléctricas. En el ámbito de las plantas hidroeléctricas, la hidráulica permite gestionar el flujo de agua desde su captación en un embalse hasta su transformación en energía a través de las turbinas. El estudio de fenómenos como la velocidad del fluido, la presión y las pérdidas de carga es fundamental para mejorar la eficiencia y la seguridad de las instalaciones (Streeter & Wylie, 2018).

Tuberías forzadas

Las tuberías forzadas son componentes esenciales en una planta hidroeléctrica, diseñadas para transportar agua a alta presión desde el embalse hasta las turbinas. Estas tuberías deben ser dimensionadas de acuerdo con las características del flujo, como caudal y presión, para garantizar que el agua llegue con las condiciones adecuadas para la generación de energía. El diseño de las tuberías incluye la selección de materiales resistentes a la abrasión, la presión interna y la temperatura, así como el cálculo de su espesor y diámetro. El uso adecuado de estos parámetros es clave para evitar fallos estructurales y optimizar el rendimiento de la planta (Dym & Little, 2008).



Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga son la reducción de la presión en un sistema hidráulico a medida que el agua fluye a través de una tubería o conducto. Estas pérdidas son causadas principalmente por la fricción entre el agua y las paredes de la tubería, así como por obstáculos como codos, válvulas y cambios en el diámetro de la tubería. Comprender y calcular las pérdidas de carga es esencial para garantizar un flujo eficiente y evitar situaciones de sobrepresión que puedan dañar las instalaciones. Existen fórmulas específicas, como la de Darcy-Weisbach y Hazen-Williams, que se utilizan para determinar estas pérdidas y su impacto en el sistema hidráulico (Cengel & Boles, 2015).

Golpes de ariete

El golpe de ariete es un fenómeno hidráulico que ocurre cuando un flujo de agua se detiene de manera abrupta o se cambia rápidamente su velocidad. Este cambio produce una onda de presión que puede generar altas tensiones en las tuberías, con el riesgo de provocar daños a las instalaciones. Es crucial incorporar medidas de protección, como válvulas de retención o sistemas de amortiguamiento, para mitigar los efectos del golpe de ariete, minimizando el riesgo de roturas o fugas en el sistema hidráulico. El análisis y control de este fenómeno son fundamentales para asegurar la longevidad y la seguridad de las tuberías forzadas (Chaudhry, 2014).

Materiales de construcción

Los materiales empleados en la construcción de las tuberías forzadas y otros componentes del sistema hidráulico deben ser seleccionados con base en su resistencia a las condiciones operativas del sistema. Factores como la presión



interna, la abrasividad del agua, la resistencia a la corrosión y las condiciones climáticas son determinantes en la elección de los materiales. Los materiales más comunes son el acero, el concreto reforzado y los plásticos industriales, cada uno con características que lo hacen adecuado para diferentes aplicaciones. La elección correcta garantiza la durabilidad y el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil (Meyer, 2009).

Diseño hidráulico

El diseño hidráulico de una planta hidroeléctrica incluye todos los cálculos necesarios para optimizar el flujo de agua desde el embalse hasta las turbinas, minimizando las pérdidas de carga y los efectos no deseados. Esto involucra la selección adecuada del diámetro de las tuberías, los materiales de construcción, y la implementación de sistemas de control del flujo, como válvulas y compuertas. Además, es crucial incorporar dispositivos de seguridad para prevenir situaciones de sobrepresión y garantizar la estabilidad de las instalaciones frente a fenómenos como el golpe de ariete (Saeed & Nasr, 2017).

Eficiencia energética

La eficiencia energética en una planta hidroeléctrica se refiere a la capacidad de generar la mayor cantidad de energía posible utilizando la menor cantidad de recursos y minimizando las pérdidas durante el proceso de conversión. En el diseño de las tuberías forzadas, esto implica la optimización del flujo de agua, la reducción de pérdidas de carga y la selección de materiales que minimicen la fricción y otros factores que puedan disminuir la eficiencia. La eficiencia energética es esencial para maximizar la rentabilidad de la planta y reducir el impacto ambiental (Khan et al., 2019).

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ESTUDIO

3.1.1. Ubicación geográfica

El estudio se realizará en la ubicación proyectada para la instalación de la central hidroeléctrica en la cuenca Allimcapac, en el distrito de Macusani, Puno. Este sitio ha sido seleccionado debido a su capacidad para proporcionar un caudal adecuado y una altura suficiente para la generación eficiente de energía hidroeléctrica. Las coordenadas geográficas de los puntos clave del embalse son:

Tabla 2

Coordenadas de Ubicación del Embalse

Punto	Este	Norte	Altura (msnm)
1	349586	8457293	4544
2	349583	8457288	4536
3	349577	8457280	4532
4	349579	8457268	4520
5	349576	8457267	4512

3.2. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN



3.2.1. Tipo de investigación

La investigación desarrollada es de tipo experimental, ya que se enfoca en la recopilación de información en tiempo real sobre las condiciones y el rendimiento de la central hidroeléctrica proyectada. Este enfoque permite una evaluación práctica del comportamiento hidráulico y energético del sistema en un entorno controlado, facilitando la determinación de su eficacia en la generación eléctrica para satisfacer las demandas de la Minera Sol Naciente.

3.2.2. Metodología de investigación

El diseño metodológico adoptado es experimental. Se llevarán a cabo observaciones y mediciones directas sobre los componentes hidráulicos y electromecánicos del sistema, tales como el desarenador, la cámara de carga, la tubería de presión, la turbina y el generador. Esto permite obtener datos bajo condiciones operativas, posibilitando un análisis deductivo que conducirá a conclusiones sobre el comportamiento energético y la viabilidad del sistema en términos de generación estable de electricidad.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

3.3.1. Población:

La población de estudio está constituida por centrales hidroeléctricas con características similares en zonas de alta montaña, con capacidad de generación de energía suficiente para aplicaciones industriales en minería.



3.3.2. Muestra:

La muestra se compone de los componentes y elementos esenciales de una central hidroeléctrica de embalse de 500 kW, propuesta para este proyecto. Incluye el canal de conducción, la tubería de presión, el desarenador, la cámara de carga y la casa de máquinas, los cuales son observados y evaluados para determinar su adecuación y desempeño en condiciones reales de operación.

3.4. ALCANCES Y LIMITACIONES DE ESTUDIO

3.4.1. Alcances

El estudio está orientado a la evaluación del diseño preliminar de la central hidroeléctrica, con el objetivo de maximizar la eficiencia energética y la estabilidad estructural en la cuenca Allimcapac.

3.4.2. Limitaciones

Las limitaciones incluyen variaciones climáticas y geológicas que podrían afectar la evaluación de rendimiento del sistema en el tiempo, así como limitaciones en el acceso a herramientas de simulación avanzada.

3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1. Procedimiento de recolección de datos

La recolección de datos se desarrollará en varias etapas. Primero, se revisarán antecedentes documentales y estudios previos sobre hidroeléctricas en la región para contextualizar el diseño. A continuación, se realizarán mediciones topográficas y de caudal en los puntos seleccionados, corroboradas mediante simulaciones de flujo y transferencia energética utilizando software especializado.



Los datos obtenidos serán sistematizados y analizados para verificar la viabilidad técnica del proyecto y desarrollar los planos y cálculos finales de la central.

3.5.2. Procesamiento y análisis de datos

Se emplearán herramientas tecnológicas para el procesamiento de datos, incluyendo AutoCAD para diseño de planos, Global Mapper y ArcGIS para modelar la cuenca, y MS Excel e HidroEsta para cálculos hidráulicos. Esto asegurará que los datos recolectados cumplan con los parámetros técnicos y estructurales necesarios para optimizar el diseño.

3.6. EQUIPOS, MATERIALES E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

3.6.1. Materiales

- **GPS:** Para la ubicación geográfica precisa de puntos clave en la cuenca, permitiendo el registro de coordenadas y la evaluación topográfica del área destinada al embalse.
- **Eclímetro:** Instrumento fundamental para medir ángulos de pendiente y determinar la inclinación exacta del terreno, optimizando así el diseño de los canales de conducción y la eficiencia de la canalización de agua.
- **Wincha de 50 metros:** Utilizada para la medición de distancias en campo, especialmente para delimitar áreas de instalación de infraestructura y asegurar la precisión en las distancias entre componentes del sistema.

3.6.2. Herramientas Tecnológicas de Modelamiento

- **Software AutoCAD:** Para el diseño de planos de la infraestructura de la central hidroeléctrica, asegurando que el diseño cumpla con las especificaciones técnicas y estructurales requeridas.

- **Global Mapper y ArcGIS:** Programas empleados para modelar y analizar la cuenca Allimcapac, permitiendo el estudio de flujos de agua y la visualización en 3D del terreno para optimizar el diseño del sistema.
- **MS Excel y HidroEsta:** Utilizados para cálculos hidráulicos y el procesamiento de datos recolectados, facilitando la evaluación de caudales y el análisis energético del sistema.

3.7. CÁLCULO DE LA MÁXIMA DEMANDA

3.7.1. Cálculo de la Máxima Demanda

Considerando el Proyecto para 2 etapas de 500kw cada una, la demanda se indica a continuación:

A. Primera Etapa (250 KW):

Tabla 3

Primera Etapa (250 kW)

Equipo	Potencia (HP)	Potencia (KW)
20 Motores 10 HP (Minería)	200	149.2
Iluminación	20	14.92
Cocina y duchas	10	7.46
Sistema Interconectado (1)	105.42	78.42
Total	335.12 HP	250 kW



B. Segunda Etapa (250 KW):

Tabla 4

Segunda Etapa (250 kW)

Equipo	Potencia (HP)	Potencia (kW)
Piscicultura	20	14.92
Textil	20	14.92
Iluminación	20	14.92
Sistema Interconectado (2)	275.12	205.24
Total	335.12 HP	250 kW

3.7.2. Cálculo de la Altura Bruta (Hb)

Esta determinada por:

$$Hb = \left[\begin{matrix} \text{CotadelNivel} \\ \text{delReservorio} \end{matrix} \right] - \left[\begin{matrix} \text{CotadelNivel} \\ \text{deDescarga} \end{matrix} \right] - \left[\begin{matrix} \text{Alturade} \\ \text{Montaje} \end{matrix} \right] - \left[\begin{matrix} \text{Alturade} \\ \text{Descargo} \end{matrix} \right]$$

$$Hb = 5544 - 4512 - 0.5 - 0.3 = 32 - 0.8$$

$$Hb = 31.2m$$

3.7.3. Cálculo de la Altura Neta (Hn)

La altura neta se encuentra en un rango de:

$$Hn = (95 - 98)\% \text{ de la altura bruta (Hb)}$$

Considerando una pérdida del 3% o 97% de la altura bruta, se tiene una altura neta de:

$$Hn = (0.97 * Hb)$$



$$Hn = \left(\frac{97}{100}\right) 31.2 = 30.264 \approx 30.3m$$

3.7.4. Cálculo del Caudal de Diseño (Qd)

El caudal de diseño está determinado por:

$$d = \frac{Pot}{7.5Hn}$$

Donde:

- Pot = 500 kW (Para una sola etapa)
- HN = 30.3 m (Altura neta)
- Reemplazando valores, se tiene:

$$Qd = \frac{500kW}{7.5 * 30.3} = 2.2 m^3/s$$

3.7.5. Cálculo del diámetro teórico económico (D)

$$D = \left(\frac{8Q^3}{HN}\right)^{\frac{1}{7}}$$

Donde:

- $Q = Qd = 2.2m^3/s$
- $Hn = 30.3mm$

Reemplazando valores, se tiene:

$$D = \left(\frac{8(2.2)^3}{30.3}\right)^{\frac{1}{7}}$$

$$D = \left(\frac{8 * 10.648}{30.3}\right)^{0.142857143} = 1.15912633$$



$$D = 1.16m$$

3.7.6. Cálculo de la velocidad (V)

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4(2.2)}{\pi(1.16)^2} = 2.086844$$

$$V = 2.1 \frac{m}{s}$$

La velocidad recomendada actualmente es de [2 a 6 m/s]. Sin embargo, el caudal es relativamente alto, así como su diámetro, que limita la capacidad del recurso y del terreno disponible

3.7.7. Recalculando el Caudal Ude diseño para 2 etapas iguales (Qd)

$$Qd = \frac{PoT}{7.5HN}$$

Donde:

- PoT = 250 kW (Potencia de cada etapa)
- HN = 30.3 m (Altura Neta)
- Reemplazando Valores, se tiene:

$$Qd = \frac{250}{7.5 * 30.3} = 1.1 \frac{m^3}{s}$$

3.7.8. Recalculando el diámetro Técnico económico (D)

$$D = \left(\frac{8Q^3}{HN} \right)^{\frac{1}{7}}$$

Donde:

- Q = 1.1 m³/s
- HN = 30.3 m



Reemplazando Valores, se tiene:

$$D = \left[\frac{(8(1.1)^3)}{30.3} \right]^{\frac{1}{7}} = 0.861227554$$

$$D = 0.86m$$

3.7.9. Cálculo del diámetro Hidráulico (Dh)

$$Dh = 0.75\sqrt{Q} - 0.015Q = 0.75\sqrt{1.1} - 0.015 * (1.1)$$

$$Dh = 0.77m$$

Por lo tanto, asumimos un diámetro de $\varnothing = 30 \text{ (0.76 m)}$, que equivale a un diámetro hidráulico Dh.

3.7.10. Diseño de la Tubería a Presión

Cálculo de la Velocidad (V)

Esta dada por la ecuación:

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

Donde:

- $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$ (Caudal de diseño)
- $D = 0.77 \text{ m}$ (Diámetro de la Tubería)

Reemplazando Valores en la ecuación, se tiene:

$$V = \frac{4(1.1)}{\pi * (0.76)^2} = 2.42479 \approx 2.425 \text{ m/s}$$

$$V = 2.43 \text{ m/s} \approx 2.4 \text{ m/s}$$

Por lo tanto: Se verifica que la velocidad obtenida está en el rango permitido establecido de [2 a 6] m/s, lo que garantiza el diseño.

3.7.11. Cálculo del espesor de la Tubería (e)

El espesor de la tubería es calculado considerando el valor de la sobrepresión. El valor de la velocidad del agua y el tiempo de cierre del distribuidor de la turbina depende la intensidad de la sobrepresión debido al efecto del golpe de ariete, cuyo valor debe tenerse en cuenta para determinar el espesor de la tubería, dado por la fórmula matemática según Tsuguo Nozaki:

$$e = \frac{(K * Hb * D)}{20T} + t$$

Donde:

- Hb = 31.2 m (Altura Bruta)
- D = 0.77 m (Diámetro Hidráulico)
- t = 0.15 cm (Factor de seguridad)
- $\sigma = 800 \text{ kg/cm}^2$ (Esfuerzo)
- K = 1.5 (50% de sobrepresión por golpe de ariete)

Reemplazando Valores, se tiene:

$$e = \frac{1.5 * 31.2 * 0.77}{20 * 800} + 0.15 = 0.375225 \text{ cm}$$

$$e = 3.75225 \text{ mm} \approx 3.75 \text{ mm} \approx 4 \text{ mm} \Rightarrow e = 3/16$$

Por lo tanto, se selecciona el espesor de la tubería de $e = 3/16$ " equivalente a 4.7mm

3.7.12. Cálculo de la Sobrepresión por Golpe de Ariete (Δh)

Considerando la velocidad del sonido (a) para el material de la tubería (A) y la velocidad del agua (v) en la tubería. La expresión matemática para el valor de la sobrepresión (Δh) dado por:

$$h = \frac{(2 * L * V)}{g * T}$$

Donde:

- h = Máxima Sobrepresión en las Condiciones Críticas de Cierre
- $L = 32.25$ m (Longitud Total de la Tubería)
- $V = 2.4121$ m/s (Velocidad en la Tubería)
- $D = 30''$ ($30 * 2.54$) = 0.762 m (Diámetro de la Tubería)
- $g = 9.81$ m/s² (Aceleración de la Gravedad)
- $T =$ Tiempo de Cierre Crítico = [3 a 5] Seg = 3.5 Seg

Reemplazando Valores, se tiene:

$$h = \frac{(2 * 32.25 * 2.4121)}{9.81 * 3.5} = 4.53m < 15.6m$$

Para el Caso máximo de Sobrepresión

$$h = \frac{(2 * 32.25 * 2.4121)}{9.81 * 3} = 5.2865m < 15.6m$$

El espesor de la tubería ha sido proyectado para resistir sobrepresiones por golpe de ariete del 50% de la altura de carga bruta, como la sobrepresión calculada equivale al 17% de esta altura bruta. Los efectos producidos serán mínimos.

3.7.13. Cálculo de la Celeridad (Velocidad de propagación de la Onda de Sobrepresión): a

Este dado por la fórmula matemática del Ingeniero L. Allievi:

$$a = \frac{C}{\sqrt{1 + \frac{E \cdot D}{e}}}$$

Donde:

- C = 1420 m/s (Velocidad de propagación del sonido)
- E = 0.01 (Para Tuberías de Acero Soldadas)
- e = 0.0047625 m (Espesor de la Tubería)
- D = 0.762 m (Diámetro de la Tubería)

Reemplazando Valores, se tiene:

$$a = \frac{1420 \text{ m/s}}{\sqrt{1 + \frac{0.01 * 0.762}{0.0047625}}} = \frac{1420 \text{ m/s}}{1.61245155}$$

$$a = 880.6466 \approx 881 \text{ m/s}$$

Los Valores recomendados para estas Condiciones están entre: a = 800 - 1100 m/s

3.7.14. Cálculo del tiempo crítico (U)

Está dado por la fórmula:

$$U = \frac{2L}{a}$$

Donde:



- $L = 32.25$ m (Longitud de la tubería)
- $a = 881$ m/s (Celeridad)
- $U =$ Tiempo crítico

Reemplazando Valores, se tiene:

$$U = \frac{(2 * 32.25m)}{881 \text{ m/s}} = 0.0732 \text{ seg} \approx 0.1 \text{ seg}$$

El caso más desfavorable para el golpe de ariete positivo no es el cierre a partir del caudal máximo, sino de una apertura parcial, tal que el cierre se produzca en un tiempo igual a $\frac{2L}{a} = 0.1 \text{ seg}$, entonces se recomienda que el Tiempo de Cierre $>$ Tiempo Crítico en nuestro caso $T = 3 \text{ seg} > U = 0.1 \text{ seg}$

3.7.15. Cálculo del tiempo Relativo del cierre del distribuidor (Tr)

Está relacionado con la fórmula de Matteus:

$$Tr = \frac{(2 * L * \theta)}{a}$$

Donde:

- $L = 32.25$ m (Longitud de la Tubería)
- $a = 881$ m/s (Celeridad promedio)
- $\theta =$ es el tiempo de Variación de Admisión (Cierre o Apertura): Se calcula del diagrama de Allievi.

Parámetros Utilizados:

Los Cifras Características son: $Sy\rho 2$



$$\text{Donde:} \begin{cases} S = \frac{a*v}{2gHb} = \frac{881}{2*9.81*31.2} = 3.4541 (\text{NumdeAllieve}) \\ \rho_2 = \frac{H+h}{H} + 1 \frac{h}{H_0} = 1.5 (\text{PresiónRelativaenelObturador}) \end{cases}$$

Entonces, con $S = 3.45$ (Número de Allieve) y $\rho_2 = 1.5$ (Presión Relativa del Obturador) se obtiene el Tiempo Relativo de cierre “ θ ” del diagrama de Allieve para obtener la máxima presión de cierre del distribuidor de la turbina.

$$\text{Con } S = 3.45 \text{ y } \rho_2 = 1.5 \Rightarrow \theta = 8.4$$

Luego el Tiempo relativo de cierre del distribuidor (Tr) será:

$$Tr = \frac{2 * 32.25 * 8.4}{881} = 0.615 \text{seg}$$

Como: $Tr = 0.0615 \text{seg} > U = 0.1 \text{seg}$, significa que la Sobrepresión es inferior al valor que tendría en el caso de Cierre rápido y lo que permite garantizar el diseño.

3.7.16. Cálculo de la altura de Pérdidas Primarias y Secundarias

1. Pérdidas Primarias: Por rozamiento en la longitud de la tubería (hf).

La altura de pérdidas por rozamiento en la tubería de presión está determinada por la fórmula:

$$hf = \frac{(B*Q^2*L)}{D^5}$$

Donde:

- $B = 0.002$ (Coeficiente de fricción)
- $L = 32.25$ m (Longitud de la Tubería)
- $D = 0.762$ m (Diámetro de la Tubería)
- $Q = 1.1$ m³/s (Caudal de diseño)

Reemplazando Valores, se tiene:

$$hf = \frac{0.002 * (1.1)^2 * 32.25}{(0.762)^5} = 0.303787728m$$

$$\Rightarrow hf = 0.304m$$

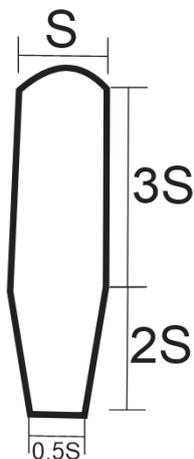
2. Pérdidas Secundarias: Pérdidas en las Rejillas de la Cámara de Carga (hr)

Está determinado por la fórmula de Kirschner, cuyo valor es:

$$hr = \beta * \left(\frac{S}{b}\right)^{4/3} * \left(\frac{V^2}{2g}\right) * Sen\alpha$$

Figura 1

Reja Tipo "d"



Donde:

- Se escoge la forma de la Reja Tipo "d"
- $\beta = 1.035$ (Coeficiente para el tipo de reja d)
- $S = 3/16 = 0.005$ (Espesor de los barrotes)
- $b = 1" = 2.54 \text{ cm} = 0.025 \text{ m}$ (Distancia entre eje de las barras)

- $\frac{s}{b} = \frac{0.005}{0.025} = 0.20$ (Relación del espesor con la distancia entre barras)
- $V = \frac{Q}{A} = \frac{1.1 \text{ m}^3/\text{s}}{2.0 \cdot 0.7 \text{ m}^2} = 0.786 \text{ m/s}$ (Velocidad a la rejilla)
- $\alpha = 60^\circ$ (Inclinación de la rejilla respecto a la horizontal)

Reemplazando Valores en la fórmula de pérdidas de la rejilla, se tiene:

$$hr = \frac{1.035 * (0.2)^{\frac{4}{3}} * (0.786)^2}{2 * 9.81} \text{Sen}(60^\circ) = 0.0032971 \text{ m}$$

$$hr \approx 0.0033 \text{ m}$$

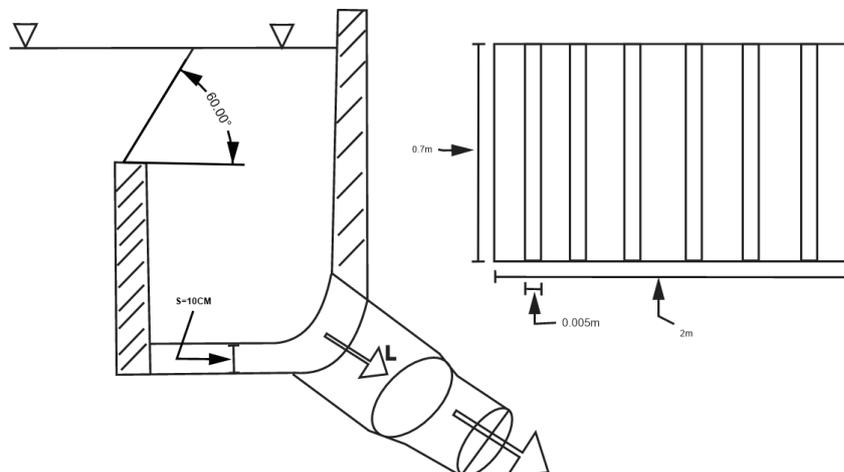
Tabla 5

Valores del Coeficiente B

Forma	a	b	c	d	e	f	g
β	2.42	1.83	1.67	1.035	0.92	0.76	1.79
u	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.9	0.6

Figura 2

Diagrama de rejilla





Cantidad de Rejillas (N)

$$N = \frac{2m}{0.025m} = 80 \text{barrotes}$$

Cálculo del Área Neta que se reduce debido a los 80 barrotes

- La reducción del ancho será:

$$(2.0 - 80 * 0.005) * 0.6 = 0.96m$$

- El Área Neta (AN) será:

$$AN = 0.96 * 0.7 = 0.672m^2$$

La velocidad de paso en la rejilla será (Vr)

$$Vr = \frac{Q}{AN} = \frac{1.1m^3/s}{0.672m^2} = 1.6369 m/s$$

$$Vr = 1.64 m/s < 2 m/s$$

Por lo tanto. - Está dentro del rango, lo cual, no debe exceder de 2m/seg.

Lo que garantiza el diseño correspondiente.

3.7.17. Pérdida en la entrada de la tubería (he)

Esta dado por la fórmula:

$$he = \frac{Ke * V^2}{2g}$$

El coeficiente Ke puede ser para Entrada Abocinada (o No Abocinada)

siendo:

$$\begin{cases} Ke = 0.5(\text{Abocinado}) \\ Ke = 0.2(\text{sinAbocinar}) \end{cases}$$

Donde:

- $V = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{(41.1)}{(\pi 0.762^2)} \approx 2.412 \text{ m/s}$ (*Velocidad de entrada de la tubería*)
- $A = 0.05$ (Entrada Abocinada a la tubería)

La pérdida en la bocina o entrada de la tubería será de:

$$h_e = \frac{0.05 * (2.412)^2}{2(9.81)} = 0.014826 \text{ m}$$

3.7.18. Pérdida en Cambio de dirección o Codo en la tubería (h_c)

Según el perfil, se considera un cambio de dirección en el perfil de distribución de la tubería y está dado por la fórmula:

$$h_c = K_c * \left(\frac{V^2}{2g}\right)$$

El coeficiente K_c para cambio de dirección o codo en la tubería se indica en la tabla.

Tabla 6

Coeficiente K_c para cambio de dirección o codo en la tubería

α	20°	40°	60°	80°	90°	100°	120°	140°
K_c	0.046	0.139	0.364	0.74	0.984	1.25	1.861	2.481

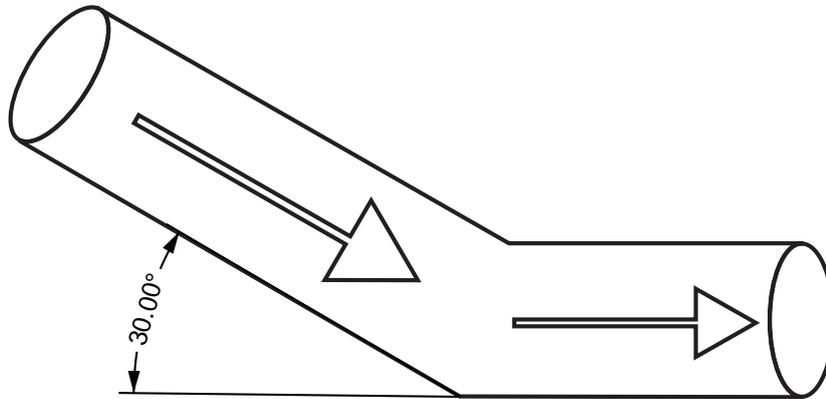
El término K_c se puede calcular la Gráfica del libro de Tsuguo Nozaki, calculado con el ángulo de curvatura (θ) y con respecto al perfil de la tubería

El coeficiente también se halla por interpolación. Para $\theta = 30^\circ$ (Codo 30°):

$$Kc(\alpha) = 0.0925$$

Figura 3

Pérdida en Cambio de dirección o Codo en la tubería (h_c)



Reemplazando valores, se tiene:

$$h_c = \frac{0.0925 * (2.412)^2}{2(9.81)} = 0.0274282m$$

$$h_c = 0.02742m$$

3.7.19. Pérdida de carga en la válvula (h_v)

La pérdida de carga en la válvula tipo compuerta circular para 30"Ø es una válvula de gran resistencia mecánica, de uso común disponible en el mercado y de menor costo respecto a las otras 2 válvulas (compuerta rectangular y mariposa)

El coeficiente K_v para la válvula de compuerta circular, se indica en la tabla.

Tabla 7

Coefficiente Kv para Válvula de Compuerta Circular

d/D	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
Kv	48	12	4.4	2.06	1.1	0.5	0.19	0.06	0.04

- Cuya fórmula de la pérdida de carga en la válvula está dado por:

$$h_v = K_v * \left(\frac{V^2}{2g} \right)$$

Donde:

- d/D = 1.0 - (Relación de Apertura del disco)
- Kv = 0.04 (Coeficiente de pérdida de carga)
- V = 2.412 m/s (Velocidad del agua en la tubería)
- g = 9.81 m/s² (Aceleración de la gravedad)

Reemplazando valores, se tiene:

$$h_v = \frac{0.04 * (2.412)^2}{2(9.81)} = 0.011861m$$

3.7.20. Pérdida de Carga por reducción del diámetro de la Tubería (hrd)

La pérdida de carga en la tubería por reducción del diámetro está dado por las expresión matemática:

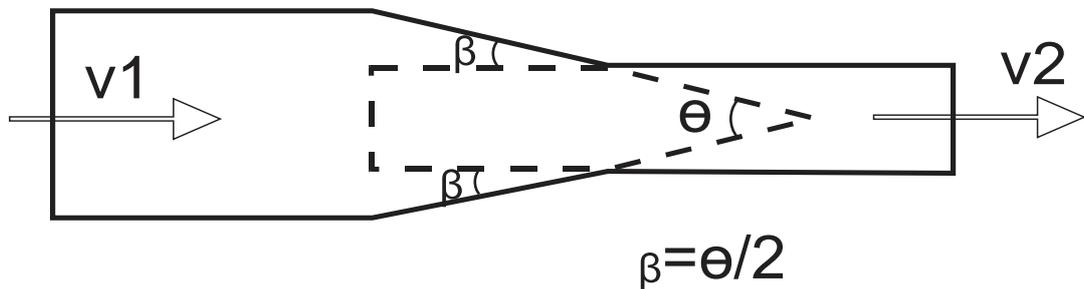
$$h_{rd} = \frac{0.025}{8 \operatorname{sen} \left(\frac{\theta}{2} \right)} \left(\frac{(V_2^2 - V_1^2)}{2g} \right)$$

Casos:

- a) Se considera reducción brusca cuando el ángulo $\beta \geq 15^\circ$.
- b) Se considera reducción gradual cuando el ángulo $\beta \leq 15^\circ$, en este caso no hay pérdidas por reducción,

Figura 4

Diagrama de reducción de tubería



Donde:

- $\beta = \text{Ángulo de Reducción} = 23^\circ$
- $V_1 = \text{Velocidad a la Entrada del Tubo de Reducción} = 2.412 \text{ m/s}$
- $V_2 = \text{Velocidad a la Salida del Tubo de Reducción} = 3.77 \text{ m/s}$

Siendo:

- $D_2 = 24 (2.54/100) = 0.6096$
- $V_2 = \frac{4Q}{\pi D_2^2} = \frac{4(1.1)}{\pi(0.6096)^2} = 3.768876 \text{ m/s} \approx 3.77 \text{ m/s}$

Reemplazando Valores, se tiene:

$$h_{rd} = \frac{0.025}{8 \text{sen} \left(\frac{23}{2} \right)} \left(\frac{(3.77^2 - 2.412^2)}{2(9.81)} \right)$$

$$h_{rd} = 0.2874 \text{ m}$$

3.7.21. Pérdida por altura de montaje de la turbina (Hm)

La altura de montaje a instalarse, considerando una turbina Francis, se ha estimado en:

$$Hm = 0.5m$$

Es necesario indicar que este valor ya ha sido considerado desde el inicio en el cálculo de la altura bruta (HB).

3.7.22. Pérdida por altura de descarga (hd)

La pérdida de carga a la salida del agua por el tubo de aspiración para salir por el cono de fuga o descarga, precisa que tenga cierta velocidad y exige, para crearla, una determinada columna de agua que se pierde en su totalidad. Esta pérdida de carga tiene por valor:

$$hd = \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

- $V = 2.43 \text{ m/s}$ (Velocidad a la salida por el cono de fuga)
- $g = 9.81 \text{ m/s}^2$ (Aceleración de la gravedad)

Reemplazando valores, se tiene:

$$hd = \frac{(2.43)^2}{2(9.81)} = 0.3m$$

Este valor ya ha sido considerado al inicio en el cálculo de la altura bruta (HB).



3.7.23. Cálculo de la pérdida total (h_p)

La altura de pérdidas total (h_p), está determinada por la suma de todas las pérdidas (pérdidas primarias y pérdidas secundarias), siendo:

$$h_p = h_f + h_s$$

Donde:

- $h_f = 0.304m$ - (pérdida principal o por fricción)
- $h_s = \sum h_i = h_r + h_e + h_c + h_v + h_{rd}$ - (pérdidas secundarias)
- Siendo:
- $h_r = 0.0033 m$ - (pérdida en la rejilla)
- $h_e = 0.014826 m$ - (pérdida a la entrada de la tubería)
- $h_c = 0.0274282 m$ - (pérdida en el codo)
- $h_v = 0.011861 m$ - (pérdida en la válvula)
- $h_{rd} = 0.00671 m$ - (pérdida por reducción de diámetro)
- $h_s = \sum h_i = 0.0641252m$ - (pérdida secundaria)

Reemplazando la pérdida principal (h_f) y la pérdida secundaria (h_s) en la fórmula de la pérdida total, se tiene:

$$h_p = 0.304m + 0.0641252m = 0.3681252m$$

Por lo tanto, la pérdida total en cada tubería será:

$$h_p = 0.3681m$$

3.7.24. Anclaje y junta de dilatación

Como la tubería es de acero y no son soportadas por apoyos y anclajes, cuyos esfuerzos ocasionados por el peso de la tubería están distribuidos a lo largo de ella, estos puntos de apoyo, los anclajes y los bloques de empuje cumplen la función principal de soportar el peso muerto para contrarrestar los esfuerzos de los fluidos que podrían hacer que la tubería se mueva y corra el peligro de romperse.

El soporte de tubería sostiene el peso de esta y del agua que contiene. Los anclajes sirven para mantener enterrada a la tubería, así como para fijarla y evitar los movimientos laterales. El bloque de empuje se usa en codos de tuberías enterradas a fin de transmitir los esfuerzos a la tierra circundante.

Los apoyos y soportes deben construirse de manera tal que permitan el movimiento longitudinal de la tubería al contraerse o dilatarse debido a cambios de temperatura. Además, debido a un clima frío por la noche e intenso calor en el día, sufren cambios de temperatura por lo que requieren de juntas de dilatación.

Considerando un cambio de temperatura entre la noche y el día de 20°C para una longitud de 32.25m, la dilatación se hallará con la fórmula:

$$E = \alpha \Delta T * L$$

Donde:

- $\alpha = 1.5 \times 10^{-5} \text{ m/m}^\circ\text{C}$ (Coeficiente de dilatación térmica del acero)
- $\Delta T = 20^\circ\text{C}$ (Cambio de temperatura experimentado por la tubería)
- $L = 32.25 \text{ m}$ (Longitud de la tubería)

Reemplazando valores, se tiene:



$$E = 0.000015 \frac{m}{m^{\circ}C} \times 20^{\circ}C \times 32.25m = 0.009675m$$

$$E = 0.0097m$$

Por lo tanto, para la instalación, se requieren 2 juntas de dilatación flexibles, una de 30mm en la tubería antes del codo y otra junta flexible de 24mm al ingreso de la turbina.

3.7.25. Cálculo de la altura neta (HN):

- La altura neta (HN) está determinada por la siguiente expresión

$$HN = HB - hp$$

matemática:

Donde:

- $HB = 31.2 m$... (Altura Bruta)
- $hp = 0.3681 m$... (Altura de pérdidas)

Reemplazando valores, se tiene:

$$HN = 31.2m - 0.3681m$$

$$HN = 30.8319m \text{ ... (Altura Neta)}$$

- Este valor también se puede verificar calculando la altura bruta total (HBT) menos todas las pérdidas (HPT) incluyendo la altura de montaje (Hm) y la altura de descarga (Hd), siendo:

$$HN = HBT - HPT$$



Donde:

$$\text{i) } HBT = \left[\begin{array}{c} \text{Cotadelnivel} \\ \text{delreservorio} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \text{Cotadelnivel} \\ \text{dedescarga} \end{array} \right]$$

$$HBT = 45.44m - 4.512m = 32m... (\text{AlturaBrutaTotal})$$

$$\text{ii) } hpt = hf + hs + Hm + hd$$

$$hpt = 0.304 + 0.0641252 + 0.5m + 0.3m$$

$$hpt = 1.1681252m... (\text{PérdidaTotal})$$

Reemplazando en la fórmula, se tiene:

$$HN = (32 - 1.1681252)m = 30.8318748m$$

$$HN \approx 30.8319m... (\text{AlturaNeta})$$

Lo que se verifica con el valor hallado anteriormente.

3.7.26. Cálculo de la Potencia Eléctrica Entregado para la Central

Hidroeléctrica (Pot CH):

Está dado por la siguiente fórmula empírica:

$$PotCH = 7.5 * Q * HN[KW]$$

Donde:

- $Q = 1.01 \text{ m}^3/\text{s} \dots$ (Caudal)
- $HN = 30.8319 \text{ m} \dots$ (Altura Neta)

Reemplazando valores, se tiene:

$$PotCH = 7.5 * 1.01 * 30.8319 = 234.3632KW$$



$$PotCH = 254.4KW$$

Esta potencia es la que entrega cada etapa, garantizando con una potencia entregada por cada etapa de:

$$Pot CH = 250 KW$$

Haciendo un total para las 2 etapas de: 500 KW que es para la cual ha sido considerada en el diseño de la Central Hidroeléctrica.

Otra forma para verificar el cálculo de la potencia eléctrica generada por la central hidroeléctrica (PotCH) puede hallarse con la siguiente fórmula matemática:

$$PotCH = \frac{\eta T * \eta g * \rho * Q * HN * 0.74596}{76} [KW]$$

Donde:

- $\eta T = 0.85$ (Eficiencia de la turbina Francis)
- $\eta g = 0.90$ (Eficiencia del generador eléctrico)
- $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$ (Caudal que activa a la turbina)
- $HN = 30.8319 \text{ m}$ (Altura neta)
- $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ (Peso específico del agua)

Reemplazando valores en la fórmula, se tiene:

$$PotCH = \frac{0.85 * 0.9 * 1000 * 1.1 * 30.8319 * 0.74596}{76}$$

$$PotCH = 254.657 \approx 254.6KW (Potencia de la Central Hidroeléctrica)$$



Este valor coincide aproximadamente con el valor hallado anteriormente, con lo que se verifica los cálculos realizados.

También puede determinarse la potencia de la Central Hidroeléctrica considerando la potencia entregada por el generador eléctrico (P_g)

Como:

$$\eta_g = \frac{P_g}{P_t} \Rightarrow P_g = \eta_g * P_t$$

Donde:

- $\eta_g = 0.9$... (Eficiencia del generador eléctrico)
- $P_t = 282.953$ kW ... (Potencia entregada por la turbina al generador eléctrico)

Reemplazando valores, se tiene:

$$P_g = 0.9 * 282.953KW = 254.6577KW$$

$$P_g = PotCH = 254.66KW (Potencia del generador eléctrico)$$

Este valor también coincide con lo hallado anteriormente verificándose para un acoplamiento directo.

Es importante considerar, si el acoplamiento fuera por fajas (entre la turbina y el generador eléctrico).

Considerando un rendimiento de transmisión de $\eta_{tr} = 0.98$ se tendría preveyendo finalmente la potencia entregada por la Central Hidroeléctrica de:

$$PotCH = \eta_{tr} * P_g$$



Donde:

- $\eta_{tr} = 0.98$ (Eficiencia del sistema de transmisión por fajas)
- $P_g = 254.6 \text{ KW}$ (Potencia entregada por el generador eléctrico)

Reemplazando valores, se tiene:

Por lo tanto: La potencia de diseño considerada para la central hidroeléctrica es de:

$$Pot_{CH} = 0.98 * 254.66KW = 249.5668KW$$

$$Pot_{CH} \approx 250KW \left(\begin{array}{l} \text{Potencia de diseño de la central} \\ \text{hidroeléctrica de una etapa} \end{array} \right)$$

Haciendo en total de las 2 etapas similares para lo cual a sido considerado el diseño de la central hidroeléctrica, será de:

$$Pot_{T,CH} = 500KW \left(\begin{array}{l} \text{Potencia de diseño total} \\ \text{del a central hidroeléctrica} \end{array} \right)$$

Por lo tanto: la potencia total de la central hidroeléctrica para las 2 etapas será de:

$$Pot_{Ch} = 500KW$$

3.7.27. Cálculo de la potencia entregada por la Turbina (Pot)

- Previa selección de la turbina que se indica en las tablas (18) y (20), se selecciona una turbina Francis de eje horizontal, 1 rueda y 1 descarga.
- Para las turbinas de reacción, como es la turbina Francis, se considera las siguientes eficiencias como promedio:

Tabla 8*Eficiencia Promedio de Turbinas de Reacción*

Turbinas	H	η_v	η_h	η_m
Pequeñas	0.82	0.95	0.868	0.97
Medianas	0.85	0.97	0.894	0.98
Grandes	0.92	0.99	0.938	0.99

Considerando una turbina Francis mediana, se tiene un rendimiento promedio de:

$$\eta_T = 0.85 \text{ (Eficiencia de la turbina)}$$

Entonces la potencia entregada por la turbina al generador eléctrico será de:

$$\eta_T = \frac{P_g}{P_{ot}} \Rightarrow P_t = \eta_t * P_t$$

Donde:

- $\eta_T = 0.85$... (Eficiencia de la turbina Francis)
- $\rho_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$ (Peso específico del agua)
- $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$ (Caudal que activa a la turbina)
- $H_N = 30.8319 \text{ m}$ (Altura neta)
- **Siendo:**
- La Potencia hidráulica (P_oT) entregada por el agua a la turbina, es de:

$$P_t = \frac{\rho * Q * H_N}{76} * 0.74596$$



$$Pt = \frac{1000 * 1.1 * 30.8319}{76} * 0.74596 = 332.8855$$

$$Pt = 332.8855 \approx 333KW \left(\begin{array}{l} \text{Potencia Hidráulica entregada} \\ \text{por el agua a la turbina} \end{array} \right)$$

Reemplazando valores en la fórmula para el cálculo de la turbina es de:

$$Pt = 0.85 * 332.8855 = 282.952675$$

$$Pt = 282.953KW \approx 283KW$$

3.7.28. Selección de la Turbina de la Central Hidroeléctrica

Uno de los principales criterios que se manejan para seleccionar el tipo de turbina a utilizar en una Central Hidroeléctrica es la **Velocidad específica (Ns)**.

Cuyo valor se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$Ns = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}} \left(\begin{array}{l} \text{Nº Específico de} \\ \text{revoluciones} \end{array} \right)$$

Donde:

- $P = 282.953KW = 379.29HP$ $\left(\begin{array}{l} \text{Potencia al eje de la turbina} \\ \text{Potencia al freno en HP} \end{array} \right)$
- $H = 30.8319m$ (Altura Neta)

N: son las revoluciones por minuto (RPM) de la turbina y está dado por la fórmula:

$$Ns = \frac{K\sqrt{H}}{D}$$

Donde:

- $K = 55.4$ (Para turbina Francis normal según tabla)



- $H = 30.8319$ m (Altura neta)
- $D = 0.745$ m = 745 mm

Tabla 9

Valores de K, según tipo de turbina

Tipo de turbina	Valor de K
Pelton de una o más toberas	38.00
Michell-Banki	39.85
Francis Lenta	40.00
Francis Normal	55.40
Francis Rápida	74.50
Kaplan	0.725 Ng

Entonces las revoluciones por minuto (RPM) de la turbina, será de:

$$N = \frac{74.5\sqrt{30.8319}}{0.745} = 1,199.05RPM$$

$$N \approx 1,200RPM$$

Reemplazando estos valores en el cálculo de la velocidad específica (N_s) para seleccionar el tipo de turbina, se tiene:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}} = \frac{1200\sqrt{379.29}}{(30.8319)^{1.25}} = 321.67$$

$$N_s \approx 322(\text{Número específico de revoluciones})$$

Por lo tanto, con el valor específico de $N_s = 322$ se selecciona en la tabla que corresponde al tipo de turbina: FRANCIS RÁPIDA.

Tabla 10*Números específicos para seleccionar turbinas*

Tipo de turbina	Ng	Ns
Pelton 1 tobera	Hasta 9	Hasta 30
Pelton 2 toberas	4 – 13	14 - 42
Pelton 3 toberas o más	5 – 22	17 - 72
Michell-Banki	18 – 50	59 - 200
Francis Lenta	18 – 38	60 - 125
Francis Normal	38 – 68	125 - 225
Francis Rápida	68 – 135	225 - 450
Axiales	105 – 300	350 - 1000

También se puede seleccionar el tipo de turbina utilizando el Número específico de caudal (Ng) que se indica en la tabla, siendo su fórmula matemática:

$$Ng = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}} (\text{Número específico de caudal})$$

Donde:

- N = 1,200 RPM – (Velocidad de giro de la turbina Francis)
- Q = 1.1 m³/s – (Caudal que fluye por la turbina)
- H = 30.8319 m – (Salto Neto)

Reemplazando valores, se tiene:

$$Ng = \frac{1200 * \sqrt{1.1}}{(30.8319)^{0.75}} = 96.1894345$$

$$Ng \approx 96.2$$

Por lo tanto, con este valor de $N_g = 96.2$, se selecciona el tipo de turbina que también corresponde en la tabla indicado a la turbina "FRANCIS RÁPIDA". Con lo que se verifica el cálculo realizado para la selección de la turbina.

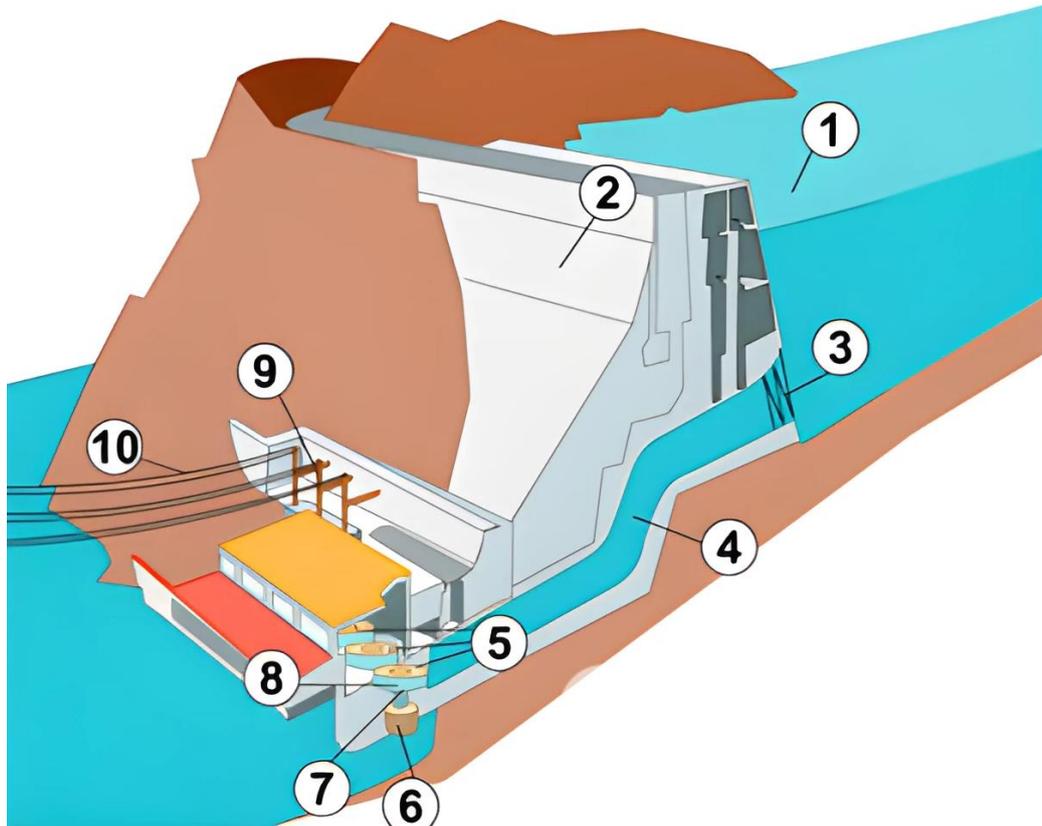
3.7.29. Diseño de la Rejilla de Protección

- Las partículas sólidas, como ramas de árboles, plásticos, etc, son retenidas por la rejilla evitando que pasen por la tubería de presión y golpeen los álabes de la turbina.
- Las dimensiones de la rejilla se han determinado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:
- La sección de paso de la rejilla debe calcularse de modo que la máxima velocidad no exceda de 2 m/s, previniendo que parte de la rejilla pueda quedar parcialmente obstruida a causa de los cuerpos arrastrados por la corriente, en cuyo caso la velocidad no será mayor de 1 m/seg.
- Se eligieron las dimensiones principales de la rejilla como son: longitud (l), ancho (b), espesor (s), ángulo de inclinación (α) y distancia entre los barrotes (d), seleccionándose de los diversos tipos de barrotes para la rejilla el tipo "d", cuyas dimensiones de la rejilla y sección de los barrotes se indican en el esquema adjunto), siendo sus dimensiones:
- $l = 0.17$ m ... (Longitud de los barrotes de la rejilla)
- $l_r = 0.158$ m ... (Longitud mojada de los barrotes en la rejilla)
- $b = 2.0$ m ... (Ancho de la rejilla)
- $S = 3/16'' = 0.005$ m ... (Espesor de los barrotes de la rejilla)
- $\alpha = 60^\circ$... (Ángulo de inclinación de la rejilla)
- $d = 0.025$ m ... (Distancia entre los barrotes de la rejilla)

3.7.30. Partes de una Central Hidroeléctrica de Embalse

Figura 5

Central Hidroeléctrica de Embalse



Componentes:

1. **Embalse:** Cuerpo de agua almacenada detrás de la presa.
2. **Presa:** Estructura que retiene el agua formando el embalse.
3. **Rejas filtradoras:** Elemento que retiene los sólidos en suspensión del agua antes de entrar a la tubería.
4. **Tubería forzada:** Conducto de alta presión que lleva el agua desde el embalse hasta la turbina.



5. **Conjunto de grupos turbina-alternador:** Compuesto por la turbina, que transforma la energía cinética del agua en energía mecánica rotativa, y el alternador, que convierte esta energía mecánica en energía eléctrica.
6. **Turbina hidráulica:** Máquina que transforma la energía cinética del agua en energía mecánica rotativa.
7. **Eje:** Conecta la turbina con el generador eléctrico, transmitiendo la energía mecánica generada.
8. **Generador eléctrico (Alternador):** Máquina que transforma la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica.
9. **Transformadores:** Equipos que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada para su transmisión a la red.
10. **Líneas de transporte de energía eléctrica:** Conductores que distribuyen la energía generada hacia los centros de consumo.



CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS

4.1.1. Análisis del golpe de ariete

Con la finalidad de determinar el tiempo de cierre de la válvula de la tubería de presión, se ha calculado el tiempo de cierre crítico (t_{cr}) y la sobrepresión para este tiempo de cierre (Δh), para la velocidad promedio de la onda de sobrepresión (a), cuyos cálculos se indican a continuación:

4.1.2. Tiempo Crítico de Cierre (t_{cr})

Se calcula con la fórmula matemática:

$$t_{cr} = \frac{2L}{a}$$

Donde:

- L = Longitud de la Tubería = 32.25 m
- a = Velocidad promedio de la Onda = 884 m/s

Reemplazando los valores se tiene:

$$t_{cr} = \frac{2(32.25m)}{884 m/s} = 0.0732seg$$

4.1.3. Sobrepresión por golpe de Ariete (Δh)

Se calcula con la fórmula matemática:

$$\Delta h = \frac{av}{g}$$

Siendo:

- $a = 881 \text{ m/s}$ (Velocidad promedio de la Onda de presión)
- $V = 2.412 \text{ m/s}$ (Velocidad del agua en la Tubería)

Reemplazando valores, se tiene:

$$\Delta h = \frac{(881 \text{ m/s} * 2.412 \text{ m/s})}{9.81 \text{ m/s}^2} = 216.61284 \text{ m}$$

$$\Delta h \approx 216.613 \text{ m}$$

Por lo tanto, este valor obtenido (Δh) es la Sobrepresión máxima por golpe de Ariete.

3.1.4. Cálculo de la Presión máxima en la tubería (h_t)

La presión máxima en la tubería ocurre cuando hay el efecto de golpe de ariete y corresponde a la presión total expresada en metros de agua por:

$$h_t = h_B + \Delta h$$

Donde:

- $h_B = 31.2 \text{ m}$ (Altura bruta)
- $\Delta h = 216.613 \text{ m}$ (Sobre presión máxima por golpe de ariete)

Reemplazando valores, se tiene:



$$ht = 31.2m + 216.613m = 247.813m$$

$$ht \approx 247.8m$$

Por lo tanto: La presión máxima que puede soportar la tubería es de 247.8 m de columna de agua, para un tiempo de cierre crítico de la válvula de 0.0732Seg, por lo que se recomienda entre 3 a 5 segundos para tener sobrepresiones menores.

4.1.5. Cálculo de sobrepresiones (Δh) y la presión máxima total expresada en metros de agua (ht) para diferentes tiempos de cierre por efecto de golpe de ariete

Sabiendo que el tiempo de cierre de la válvula en la tubería de presión debe ser mayor que el tiempo crítico de cierre, se prepara una tabla para calcular sobrepresiones (Δh) y la presión máxima total (ht) para diferentes tiempos de cierre, usando las fórmulas matemáticas:

$\Delta h = \frac{2LV}{gt}$	$ht = hB + \Delta h = 31.2 + \Delta h$
-----------------------------	--

Donde:

- $L = 32.25$ m (Longitud de la tubería)
- $V = 2.412$ m/s (Velocidad del agua en la tubería)
- $t =$ Variación del tiempo de cierre en segundos
- $\Delta h =$ Sobrepresiones para diferentes tiempos de cierre
- $g = 9.81$ m/s² (Aceleración de la gravedad)

Para estas condiciones, se prepara una tabla para diferentes tiempos de cierre (t), se calcula las sobrepresiones (Δh) y la presión máxima total expresada en metros de agua (ht) obteniéndose:

Tabla 11

Sobrepresiones (Δh) y Presión Máxima (ht) por Golpe de Ariete.

	Δh (m)	ht (m)	Observaciones
0.0732	216.613	247.813	Sobrepresión y Presión Máx. máximos
0.20	79.294	110.494	
0.50	31.717	62.917	
1.00	15.858	47.058	
2.00	7.929	39.129	
3.00	5.286	36.486	
3.50	4.531	35.731	Sobrepresión y Presión recomendada
4.00	3.965	35.165	Rango recomendado
4.50	3.524	34.724	$t = [3a5]$ seg
5.00	3.172	34.372	(Tiempo de cierre)
5.50	2.883	34.083	

Por lo tanto: se selecciona el Tiempo de Cierre de la Válvula en la Tubería de presión de 3.5 segundos (que está dentro del tiempo recomendado de 3 a 5 segundos), que es mayor al Tiempo de Cierre Crítico de aproximadamente 0.0732 segundos. Obteniéndose una sobrepresión por efecto de golpe de ariete de 4.53 m y una presión en la tubería expresada en metros de agua de 35.73 m, que es mucho menor a la sobrepresión máxima (Δh máx) de 216.61 m y Presión Total máxima

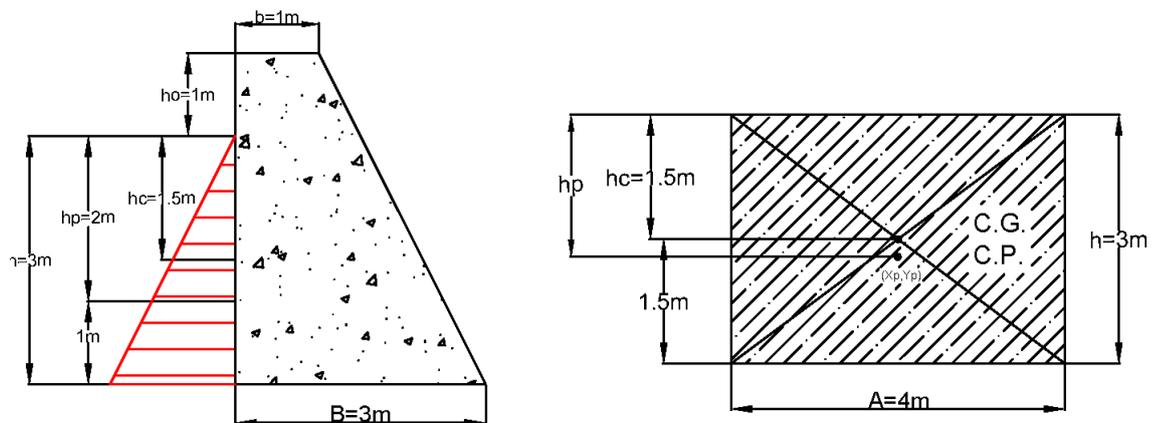
en la Tubería (ht máx) de 247.81 m de agua. Con este Tiempo de Cierre (3.5 seg) se garantiza lo pedido por Golpe de Ariete.

Se concluye que: Si los Tiempos de Cierre son mayores, los efectos por golpe de ariete serán menores.

La presa debe soportar la fuerza hidrostática (FH) producida por el agua sobre la presa, cuyo peso específico es el centro de presiones. La presa tiene un ancho (A) de 4m y una altura total de 4m (3m hasta el nivel del agua y 1m de espacio libre), siendo que la presa es de concreto de peso específico 2.800 Kg/m³, cuyas dimensiones se indican en la figura mostrada:

Figura 6

Dimensiones de la presa



Donde:

- A = 4m ... (Ancho de la presa)
- ho = 1m ... (espacio libre)
- B = 3m ... (Base Mayor Presa)
- b = 1m ... (Base Menor Presa)

4.1.6. Cálculo de la Fuerza Hidrostática producida por el agua a la presa

(FH)

La Fuerza Hidrostática (FH) debido a las variaciones de la presión del agua se calcula multiplicando la presión en el centro de gravedad (CG) por el área vertical proyectada y está dada por la siguiente fórmula matemática:

$$FH = P \times A = (\gamma_a h_c) \times A_p$$

Donde:

- $P = \gamma h_c$... (Presión del agua ubicada en el centro de gravedad)
- $\gamma_a = 1000 \text{ kg/m}^3$... (Peso específico del agua)
- $h_c = 1.5 \text{ m}$... (Altura al centro de gravedad)
- $A_p = A \times h = 4 \text{ m} \times 3 \text{ m} = 12 \text{ m}^2$... (Área proyectada)

Reemplazando valores en la fórmula, se tiene:

$$FH = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 1.5 \text{ m} * 12 \text{ m}^2 = 18,000 \text{ kgf}$$

$$FH = 18,000 \text{ kgf}$$

Por lo tanto: La presa tendrá que soportar una fuerza horizontal producida por el agua (fuerza hidrostática) de 18,000 kgf.

4.1.7. Cálculo del Peso de la Presa (P_p)

El peso de la presa es de concreto de peso específico de 2800 kgf/m³. El volumen de la presa (V_p) se calcula como el producto del área del trapecio por el ancho de la presa.

La fórmula es:



$$P_p = \gamma_c \times V_p$$

Donde:

- $\gamma_c = 2800 \text{ kg/m}^3 \dots$ (Peso específico del concreto)
- $V_p = \frac{(B+b)h}{2} * A = \frac{(3+1)}{2} \times 3 \times 4 = 24\text{m}^3 \dots$ (Volumen de la presa)

Reemplazando valores, se tiene:

$$P_p = 2,800 \text{ kgf/m}^3 \times 24\text{m}^3 = 67,000\text{kgf}$$

$$P_p = 67,000\text{kgf}$$

Por lo tanto, la presa de concreto pesa 67,000 kgf. Esta fuerza vertical se ubica a la mitad de la mediana (cuyo valor es de 2m)

4.1.8. Cálculo del momento de volteo de la presa (M)

Para poder evitar el volteo producido por el agua sobre la estructura de la presa, se debe calcular el momento en los puntos C y D y poder analizar para evitar la fuerza de supresión que tiende a elevar la estructura y con la que hay que tener cuidado y garantizar la seguridad de la presa.

4.1.9. Momento en el punto (C) base de la presa (Mc)

Aplicando el momento en el punto (C) de la Fuerza Hidrostática (FH) y el peso de la presa (Pp), ambos en el punto (C), se tiene el momento que debe soportar en el punto (C):

$$\sum M = 0 \rightarrow F_H(1\text{m}) + P_p(1\text{m}) - Mc = 0$$

$$Mc = 18,000\text{kgf}(1\text{m}) + 67,000(1\text{m})$$



$$M_c = 85,000kgfm$$

Por lo tanto, en la base (en el punto C) habrá que anclarlo con un momento contrario a las ocasionadas por la fuerza hidrostática (F_H) y el peso de la presa (P_p).

4.1.10. Momento en el punto (D) base de la presa (M_D)

En el punto (D) se calculó el Momento (M_D) para analizar el efecto de las fuerzas Hidrostática (F_H) y el peso de la presa (P_p) que deben estar en equilibrio y evaluar el efecto de la fuerza Resultante sobre la presa (F_R).

$$\sum M_D = 0:$$

$$F_H(1m) - P_p(2m) = M_D = 0$$

$$M_D = 18,000kgf(1m) - 67,000kgf(2m)$$

$$M_D = -116,000kgf.m$$

Por lo tanto, este momento hallado nos garantiza el volteo de la presa, cuya Fuerza Resultante (F_R) que actúa sobre la presa debe ser:

$$FR = \sqrt{FH^2 + Pp^2} = \sqrt{(18,000)^2 + (67,000)^2} = 69,375.88kgf$$

$$FR = 69,376kgf$$

4.1.11. Ubicación de la Fuerza Hidrostática (X_p , Y_p)

La Fuerza Hidrostática se ubica en el centro de presiones de coordenadas (X_p , Y_p) siendo X_p la mitad de la presa que es la mitad del ancho de la presa (A)

$$X_p = \frac{A}{2} = \frac{4}{2} = 2m$$



La coordenada Y_p corresponde a la altura h_p y siendo h_p la distancia del centro de gravedad (CG) y el centro de presiones es de: $h_p - h_c = 2 - 1.5 = 0.5m$

Este valor también se verifica, calculando el momento de inercia que se comprueba con los cálculos realizados para la ubicación de la fuerza hidrostática.

4.1.12. Rentabilidad Económica

1. Costo de la maquinaria de una Central Hidroeléctrica

- Costo de Inversión (\$)

Para

- Q : $1.1 \text{ m}^3/\text{s}$
- H : 30.83m

De la Tabla (27) de Tzuo Nozzaki se obtiene un Costo Aproximado del Inversión de \$300,000

2. Costo de la Generación de Energía por año (#/año)

- Cálculo de la Energía generada por año (KWh/año)
- En la 1era etapa se produce la energía generada por día de 8 horas (1 turno)

de:

$$E_1 = 250kW \times 8 \frac{hr}{dia} = 2,000 \frac{KWh}{dia} \times 365 \frac{días}{año}$$

$$E_1 = 730,000 \text{ KWh/año}$$

- En 2 turnos de 16 horas se produce:

$$E_2 = 250KW \times 16 \frac{hr}{dia} \times 365 \frac{días}{año} = 1,460,000 \frac{KWh}{año}$$



- Tarifa Eléctrica (T)
 - $T = 0.16 \text{ \$/KWh}$
- Costo de la generación de Energía por año ($\text{\$/año}$)
- Para 1 turno:

$$E_1 = 730,000 \frac{\text{KWh}}{\text{año}} \times 0.16 \frac{\text{\$}}{\text{KWh}}$$

$$E_1 = 116,800 \text{ \$/año}$$

- Para 2 turnos:

$$E_2 = 1,460,000 \frac{\text{kwh}}{\text{año}} \times 0.16 \frac{\text{\$}}{\text{kwh}}$$

$$E_2 = 233,600 \frac{\text{\$}}{\text{año}}$$

4.1.13. Cálculo de la Rentabilidad del Proyecto

$$P = \text{Pay - back} = \frac{A}{B} = \frac{CI[\text{\$}]}{CE, A, CH[\text{\$/año}]}$$

C. Para 2 turnos de 16 horas:

Donde:

$$A = CI = 300,000\text{\$} \dots (\text{Costo de Inversión Inicial})$$

$$B = CE, A, CH = 116,800 \text{ \$/año} \dots \left(\begin{array}{l} \text{Costo de la Energía Anual} \\ \text{Generada por la C.H} \end{array} \right)$$

Reemplazando Valores, se tiene:

$$P = \text{Pay - back} = \frac{300,000\text{\$}}{116,800 \text{ \$/año}} = 2.56849 \text{ años}$$

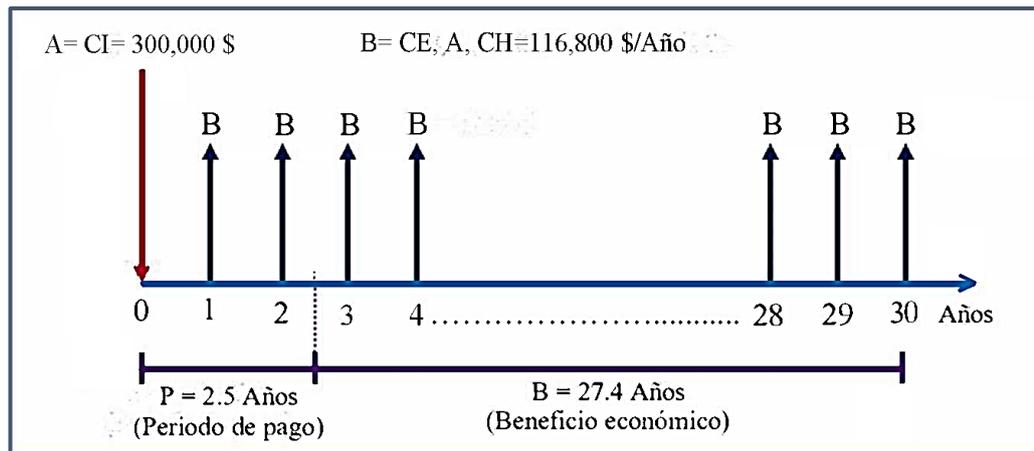
$$P \approx 2.6 \text{ años}$$

Por lo tanto, la inversión de la maquinaria se recuperará en 2 años y 7 meses aproximadamente funcionando 8 horas por día en un solo turno.

$$A = CI = 300,000\$ \quad B = CE, A, CH = 116,800 \$/\text{año}$$

Figura 7

Diagrama de Rentabilidad Económica



D. Para 2 turnos de 16 horas:

Donde:

$$A = CI = 300,000\$ \dots (\text{Costo de Inversión Inicial})$$

$$B = CE, A, CH = 233,600 \frac{\$}{\text{año}} \dots \left(\begin{array}{l} \text{Costo de la Energía Anual} \\ \text{Generada por la C.H} \end{array} \right)$$

Reemplazando Valores, se tiene:

$$P = \text{Pay - back} = \frac{300,000\$}{233,600 \$/\text{año}} = 1.28425 \text{ años}$$

$$P \approx 1.3 \text{ años}$$

Por lo tanto, la inversión de la maquinaria se recuperará en 1 año y medio aproximadamente para un funcionamiento en 2 turnos de 16 horas.



4.1.14. Cálculo de Emisiones por efecto Invernadero y Reducción del

Impacto Ambiental

Introducción Para calcular las emisiones asociadas a la generación eléctrica, debe aplicarse un factor de emisión de CO₂ atribuible al suministro eléctrico, también conocido como "mix eléctrico" (gr CO₂/kWh) que representa las emisiones de CO₂ por efecto invernadero que produce la generación eléctrica.

Según las experiencias de los últimos años, las diferentes fuentes oficiales que tradicionalmente publican este dato del mix eléctrico, como por ejemplo el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, o la Comisión Nacional de Energía publican este dato como una estimación del mix eléctrico que es representativo a nivel del país y que se incorpora en los estándares internacionales.

La metodología se aplica para la serie de diferentes años (Ej. 2008-2010), ya que de esta forma es posible que los valores del CO₂ asociados al mix eléctrico sean comparables a otros años. Estos valores por ejemplo del mix eléctrico que recomienda para los años indicados son:

Tabla 12

Valores del mix eléctrico.

	2008	2009	2010	2011
Mix Eléctrico (gr CO₂/kWh)	313	297	206	267



4.2. CÁLCULO DE EMISIONES GENERADAS POR LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE ALLINCAPAC

a) Para la 1ª etapa (250 kW):

- La energía generada para un Turbina de 250 kW durante 365 días al año es de:
 $E1 = 730.000 \text{ kWh/año}$
- Considerando un mix eléctrico estimado de: **300 gr CO₂/kWh** se tiene:

- Las emisiones de CO₂ serán igual a:

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 730.000 \text{ kWh/año} \times 267 \text{ gr CO}_2/\text{kWh}$$

$$= 194.910.000 \text{ gr CO}_2/\text{año}$$

$$= 194.910 \text{ Kg CO}_2/\text{año}$$

$$= 194,91 \text{ TN CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 = \mathbf{194,91 \text{ TN CO}_2/\text{año}}$$

4.2.1. Alternativa: Emisiones si se usa Gas Natural

Si se usa energía convencional más económica como es el gas natural, teniendo en cuenta que el gas natural tiene como factor de conversión de 10.7KW/m³ de gas Nat. y un factor de emisión de 2.15 KgCO₂/m³, se tiene:

$$\text{Consumo Energético} = 730,000 \text{ KWh/año} \times 1 \text{ Nm}^3/10.7\text{KWh}$$

$$= 68,224.3 \text{ m}^3 \text{ gas natural/año}$$

$$\text{Emisiones de CO}_2 = 68,224.3 \text{ m}^3/\text{año} \times 2.15 \text{ Kg CO}_2/\text{m}^3$$

$$= 146,682.243 \text{ Kg CO}_2/\text{m}^3$$

$$= 146.68 \text{ TN CO}_2/\text{m}^3$$



Por lo tanto, el ahorro de emisiones sería de:

$$\text{Ahorro Emisiones} = 194.91 \text{ TN CO}_2/\text{año} - 146.68 \text{ TN CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Ahorro de Emisiones} = 48.23 \text{ TN CO}_2/\text{año}$$

4.2.2. Ahorro de Emisiones por Consumo Eléctrico

Si se introduce medidas para el ahorro por consumo de energía eléctrica como por ejemplo, con los focos ahorradores y equipos y artefactos eficientes, lo que representa un ahorro del consumo eléctrico del 8,95% (22.38 / 250). La reducción de emisiones resultante será:

Consumo Eléctrico Inicial

- Consumo Energético = 730,000 kWh/año
- Emisiones de CO₂ = 730,000 kWh/año x 267 gr CO₂/kWh
= 194,910,000 gr CO₂/año = **194.910 Kg CO₂/año**

Consumo Eléctrico Final

- Consumo Energético = 730,000 kWh/año - (730,000 kWh/año x 0.0895 kWh/año)
= (730,000 - 65,335) kWh/año
= **664,665 kWh/año**
- Emisiones de CO₂ = 664,665 kWh/año x 267 gr CO₂/kWh
= 177,465,555 gr CO₂/año
= **177,465 Kg CO₂/año**



Por lo tanto, el ahorro de emisiones de la central hidroeléctrica de embalse al utilizar energía eléctrica para la primera etapa (250KW) es de:

$$\text{Ahorro de emisiones} = 194,910 \text{ Kg CO}_2/\text{año} - 177,465 \text{ Kg CO}_2/\text{año}$$

$$= 17,445 \text{ Kg CO}_2/\text{año}$$

$$= \mathbf{17.45 \text{ TN CO}_2/\text{año}}$$

4.2.3. Resumen: Diseño de la Central Hidroeléctrica de Presa Allincapac

I. Características de la Central Hidroeléctrica

- Altura Bruta (HB): 31.2 m
- Altura Neta (HN): 30.83 m
- Caudal de diseño (Qd): 2.2 m³/s (para 2 etapas)
- Velocidad del agua (V): 4 m/s
- Velocidad de Régimen (N): 1200 RPM
- Altura sobre el Nivel del Mar: 4,512 msnm
- Potencia disponible (P): 500 kW (2 etapas)

II. Características de la Tubería de Presión

- Diámetro de la tubería (Ø): 30" (0.762 m)
- Velocidad del agua en la tubería: 2.4 m/s
- Espesor de la tubería (e): 4 mm (3/16")
- Sobrepresión máxima por golpe de ariete (Ah): 246.613 m
- Presión máxima en la tubería (ht): 247.813 m
- Tiempo Crítico de Cierre (tcrit): 0.0732 seg
- Tiempo de Cierre de diseño (ta): 3.5 seg



- Sobrepresión de diseño (Ahd): 44.531 m
- Presión de diseño en la tubería (hd): 75.731 m
- Material de la tubería: Acero comercial

III. Características de la Turbina Hidráulica

- **Turbina:** Francis (rápida) de eje horizontal
- **Velocidad de Rotación (N):** 1200 RPM
- **Eficiencia de la Turbina (η_T):** 0.85
- **Número específico de revoluciones (Ns):** 322
- **Número específico de caudal (Nq):** 96.2
- **Altura de diseño (Hd):** 30.83 m
- **Altura Bruta (HB):** 31.2 m
- **Caudal (1 etapa):** 1.1 m³/s
- **Potencia al eje (Page):** 283 KW
- **Velocidad de embalamiento (Ne):** 2400 RPM

IV. Características del Alternador

El alternador debe ser del tipo auto excitado, auto regulado, sin escobillas, con regulador automático de tensión y de las siguientes características:

- Potencia Aparente (Pap): 318.25 KVA (350 KVA)
- Potencia Activa (Pac): 254.6 KW
- Velocidad Nominal (Nn): 1200 RPM
- Factor de Potencia (Cos \emptyset): 0.8
- Tensión Nominal (VN): 220 V
- Regulación de tensión (ΔV): $\pm 10\%$
- Frecuencia (f): 60 Hz



- Clase de Aislamiento: F
- Protección: IP23
- Velocidad de embalamiento: 2400 rpm (2 veces la nominal)
- Altitud de Operación: 4512 msnm
- Características del ambiente: 40°C, 80% Humedad relativa

El alternador está diseñado para soportar la velocidad de embalamiento de acuerdo al diseño del Conjunto Hidroeléctrico.

Alcance de Suministro

- Turbina Francis de eje horizontal
- Alternador sin escobillas
- Base común turbina-generador
- Tablero de control y protección
- Válvula de ingreso a la turbina
- Gobernador de velocidad
- Literatura técnica al suministro de los equipos indicados

Volante Inercial

El suministro incluye volante de inercia tipo disco que permite cumplir con las siguientes características:

- Sobrevelocidad máxima: 20%
- Sobrepresión máxima en la tubería: 50%

La masa inercial del conjunto hidroeléctrico garantizará la correcta operación del gobernador de velocidad de la turbina en todas las gamas de velocidades y caudales. Será montada en el eje de extensión del generador.



Base

Sistema de acoplamiento y chasis, la turbina está acoplada directamente al generador mediante una campana de adaptación. El rotor de la turbina va montado en el eje del generador.

El conjunto antes descrito estará montado sobre un chasis conformando una unidad compacta, elaborada de plancha de acero estructural convenientemente reforzada para asegurar el perfecto alineamiento del conjunto turbo-generador.

Válvula

Válvula tipo mariposa de 20" de diámetro de acero estructural reforzada convenientemente, soldada eléctricamente, con apertura tipo hidráulica-manual y cierre por gravedad mediante contrapeso, con sistema de cierre rápido en caso de falla en corriente continua, bridas de amarre en ambos extremos.

Junta de Expansión

Junta de expansión de 20" de diámetro fabricada de acero estructural soldada convenientemente y sellada mediante anillos de neopreno tipo O'ring para garantizar la estanqueidad de la unión.

Tablero de Control y Protección

El tablero eléctrico estará constituido de dos módulos de las siguientes dimensiones cada uno:

- Altura: 2285 mm.
- Ancho: 670 mm.



- Profundidad: 650 mm.

Fabricados de plancha de acero de 1.6mm de espesor, doblada en frío, totalmente empernable, arenado íntegramente y pintado con dos capas de pintura base y dos de acabado, con juntas de jebes para impedir entrada de polvo (protección IP54) con perfiles para izaje y anclaje.

Módulo de Turbina

Estará constituido de un panel de las características descritas, que incluirá los siguientes submódulos:

a. Sub-Módulo de Medición

- Constituido por los siguientes instrumentos:
- Un amperímetro
- Un voltímetro
- Un conmutador voltimétrico
- Un conmutador amperimétrico
- Un horómetro de 24 v.d.c.
- Tres fusibles de instrumentos tipo DZ
- Borneras, cables extra flexibles de conexión y canaletas
- Un Kilowattímetro trifásico

b. Sub-Módulo de Protección y Control

Constituido por los siguientes componentes:

- Reóstato de ajuste manual de tensión
- Interruptor de excitación



- Interruptor de puesta en marcha de la turbina
- Interruptor termomagnético trifásico para el gobernador de velocidad
- Interruptor termomagnético trifásico para la fuente de poder hidráulica
- Un regulador de tensión Basler
- Un relé de baja tensión Crompton
- Un relé de baja frecuencia Crompton
- Un relé de sobrefrecuencia Crompton
- Un relé de sobrecorriente Crompton

c. Sub-Módulo de Seccionamiento

Constituido por los siguientes componentes:

- Un interruptor termomagnético trifásico con shunt trip de 24 V.d.c., marca Square D.
- Barras de cobre con aisladores portabarras para tres barras.

Tablero de Servicios Auxiliares

Constituido de un tablero módulo incluyendo lo siguiente:

- Un cargador estático de batería.
- Dos interruptores termomagnéticos monofásicos para control de relés y válvulas.
- Un interruptor termomagnético trifásico para alumbrado de la planta.
- Barras de cobre y aisladores en DC y AC.



Gobernador de Velocidad

El gobernador de velocidad será Woodward modelo UG8, para operación en paralelo con otra turbina similar y deberá cumplir como mínimo con las siguientes características de operación:

- Rango de control de velocidad: +/- 10 ciclos/seg.
- Variación permanente de velocidad
- Velocidad (estatismo) regulable: 0 - 10%
- Tipo: Regulador tipo actuador mecánico - hidráulico
- Accionamiento del gobernador: Eléctrico desde el alternador
- Dispositivo de seguridad: Solenoide para el cierre de los álabes directrices.

El gobernador contará con un actuador amplificador y una fuente de poder hidráulico de accionamiento. Se deberá prever una bomba hidráulica de accionamiento manual que permita la operación de la turbina en caso de falla del gobernador de velocidad. Se suministrarán también con el equipo un acumulador de presión de aceite con el objeto de servir de elemento de seguridad en caso de fallar la presión de aceite.

Resumen de Pérdidas

Tabla 13

Resumen de Pérdidas.

Componentes	Pérdida (m)	Subtotal hpi (m)	Total hp (m)
Pérdida por fricción en la Tubería de Presión	$hf = 0.304$	Perdida principal: $hp1 = 0.304$	Pérdida total: $hp = 1.1681252$
Pérdida en la Rejilla	$hr = 0.0033$	Perdida secundaria: $hp2 = 0.0641252$	
Pérdida en la Entrada de la Tubería	$he = 0.014826$		
Pérdida en el Codo	$hc = 0.0274282$		
Pérdida en la válvula	$hv = 0.011861$		
Pérdida por reducción de diámetro	$hrd = 0.00671$		
Altura de montaje	$hm = 0.5$	$hp3 = 0.8$	
Altura de descarga	$hd = 0.3$		

Altura Bruta (HB): 32 m

Suma de Pérdidas (hp): 1.1681252 m \approx 1.2 m

Altura Neta (HN): 30.8319 m \approx 30.8 m

Resumen del Diseño de la presa de la Central Hidroeléctrica de embalse Allinapac de 500 KW

Las dimensiones de la presa de Concreto son las siguientes:

- A = 4m (Ancho de la presa)



- $B = 3m$ (Base mayor de la presa, ubicada en la parte inferior)
- $b = 1m$ (Base menor de la presa, ubicada en la parte superior)
- $h_o = 1m$ (Espacio libre del embalse de la presa)
- $h = 3m$ (Altura del embalse)

La presa de concreto de corte vertical tiene la forma de un trapecio, cuyo peso de la presa es de 67,000Kgr, se ubica a la mitad de la mediana del trapecio (2m), cuyo peso específico de la presa es de 2800 kgf/m³ que ocupa un volumen de 24 m³.

La presa de embalse debe soportar la fuerza hidrostática (Fh) producida por el agua, cuya magnitud se calcula al centro de gravedad (CG) y se ubica en el centro de presiones (CP), de los componentes (X_p , Y_p) siendo $X_p = 2m$ (la mitad del ancho de la presa, por ser simétrica), y_p se ubica a $2/3 h$, debido a la distribución de presiones, es decir: $Y_p = \frac{2}{3}(3) = 2m$

Por lo tanto, la Fuerza Hidrostática (FH) se ubica en el centro de presiones (X_p, Y_p) = (2, 2)m.

Asimismo, para evitar el vuelco de la presa de embalse, se calcula el momento de la base en los puntos C y D, correspondiendo el Momento antihorario (Negativo) en el punto C de 85,000 Kgf-m y en el punto D resulta también un momento antihorario o Negativo cuyo valor de 116,000 Kgf-m. Estos valores hallados garantizan el posible volteo de la presa de embalse.

Es necesario resaltar que la distancia Vertical entre el centro de gravedad (CG) y el Centro de presiones (CP) donde se ubica la Fuerza Hidrostática (FH)

$$\text{está dado por: } y_p - y_c = \frac{I_c}{A y_c} = \frac{9m^2}{12m^2 \times 1.5m} = 0.5m$$



Siendo:

$$I_c = \frac{1}{12} (4) (3)^3 = 9m^2 \dots (\text{Momento de inercia del Área proyectada})$$

$$Area = 4 \times 3 = 12m^2 \dots (\text{Área proyectada})$$

$$y_c = 1.5m \dots (\text{Altura Vertical al centro de gravedad})$$

4.3. DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos en el análisis de la central hidroeléctrica de embalse Allincapac muestran una fuerte correspondencia con los hallazgos y teorías previamente presentados en la literatura y antecedentes revisados. A continuación, se discuten los principales hallazgos:

El tiempo crítico de cierre (0.0732 segundos) y la sobrepresión máxima de 216.61 m coinciden con las ecuaciones clásicas para el análisis del golpe de ariete, según autores como Streeter y Wylie (1993), quienes sostienen que para minimizar los efectos de este fenómeno, los tiempos de cierre de válvulas deben ser significativamente mayores que el tiempo crítico. Nuestra recomendación de un tiempo de cierre de 3 a 5 segundos (resultando en una sobrepresión de solo 4.53 m y una presión máxima de 35.73 m) confirma la importancia de aplicar estas técnicas para garantizar la seguridad de las tuberías y el sistema hidráulico. Esto está en línea con los estudios de Chaudhry (2014), que sugieren que una reducción en las tasas de cierre disminuye de manera efectiva las sobrepresiones.

El cálculo de la fuerza hidrostática (18,000 kgf) y el peso de la presa (67,000 kgf) demuestra que la estructura puede soportar adecuadamente las fuerzas aplicadas, con un factor de seguridad inherente al diseño. Esto respalda las recomendaciones de autores



como Novak y Moffat (1996), quienes subrayan la necesidad de garantizar que el peso estructural sea significativamente mayor que las fuerzas hidrostáticas para evitar el vuelco. La verificación de momentos en los puntos C y D refuerza este análisis, mostrando que los momentos contrarrestan eficazmente las fuerzas generadas por el agua.

La rentabilidad económica del proyecto muestra un período de recuperación de inversión de 2.6 años con un turno de operación y 1.3 años con dos turnos. Esto está en línea con estudios previos sobre microcentrales hidroeléctricas en Perú, como los realizados por el Banco Mundial (2018), que identifican un período de recuperación típico entre 2 y 4 años para proyectos de esta magnitud. El bajo costo operativo de la energía hidroeléctrica, combinado con la alta disponibilidad de recursos hídricos en la región de Puno, refuerza la viabilidad económica del proyecto.

El análisis de emisiones de CO₂ confirma que la central hidroeléctrica genera 194.91 toneladas de CO₂/año, una cifra significativamente menor en comparación con fuentes convencionales como el gas natural, que emitirían 146.68 toneladas adicionales. Esto es consistente con las conclusiones del IPCC (2022), que reconocen a las pequeñas centrales hidroeléctricas como una solución viable para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, la implementación de medidas de ahorro energético, como el uso de dispositivos eficientes, reduce un 8.95% adicional las emisiones, confirmando la importancia de complementar la generación con estrategias de eficiencia energética.



V. CONCLUSIONES

PRIMERA: Se determinó el potencial del recurso hidroenergético disponible de la Cuenca Allincopac para el funcionamiento de la central hidroeléctrica que consta de 2 etapas de 2 grupos similares de 250 KW cada uno, haciendo un total de 500 KW. Cuyo recurso disponible para cada etapa se dispone de un caudal de $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{s}$ para una altura neta de caída de $HN = 30.83\text{m}$, los cuales permitirán satisfacer la demanda energética requerida por la empresa Sol Naciente para la primera etapa se diseñó para el funcionamiento de 20 motores de 10 HP usado para la minería haciendo un total de 200 HP (149.2 KW), para iluminación 20 HP (14.92 KW), Para cocina y duchas 10 HP (7.46 KW) y para el sistema interconectado 105.12 HP (78.42 KW). Para la segunda etapa se requirió para la piscicultura 20 HP (14.92 KW), para textil 20 HP (14.92 KW), para iluminación de la 2da etapa 20 HP (14.92 KW) y resaltando su utilización para el sistema interconectado de 275.12 HP (205.24 KW) haciendo un total de 25KW en cada etapa.

SEGUNDA: Se diseñó cada uno de los componentes de la Central Hidroeléctrica de embalse Allincopac que permita generar la energía requerida por la empresa Sol Naciente ubicada en la cuenca Allincopac - Macusani – Puno, cuyos resultados se indican en el resumen correspondiente a los diseños de cada uno de los componentes de la central como diseño de la presa, embalse y rejilla filtrante, tubería forzada, selección de la turbina, alternador y transformador, complementándose con el cálculo de las



pérdidas por las líneas de acometida y los sobrepresiones por efectos del golpe de ariete.

TERCERA: Del estudio económico realizado sobre la inversión de la maquinaria utilizada en la Central Hidroeléctrica de Embalse Allimcapac se puede concluir que el proyecto es viable y económicamente rentable. Siendo el periodo de recuperación de la inversión (utilizando el metodo Pay-Back) de 2.6 años para cada etapa, siendo el resto de los años (27.4 años) de beneficio económico. Las emisiones de CO₂ por efecto invernadero que produce el calentamiento global generadas por la Central Hidroeléctrica de Presa Allimcapac es de 194.91TN de CO₂/año para la primera etapa (250 kW) para un turno de 8Hrs diarios cuya energía generada es de 730,000KWH/año, este valor puede ser reducido utilizando equipos y artefactos eléctricos ahorradores (de alta eficiencia y mejor calidad) lo que representa (para iluminación, cocina y ducha) un ahorro del 8.95% y produciendo un ahorro de emisiones de 17.45 TN CO₂/año, lo que permite reducir el impacto ambiental inicial. Así mismo comparativamente si se usara Gas Natural la reducción del impacto sería de 48.23 TN CO₂/año para un factor de conversión de 10.7 kWh/m³ de gas natural y un factor de emisión de 2.15 Kg CO₂/m³ de gas natural.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERA: Se recomienda implementar el diseño desarrollado para los recursos disponibles que permita satisfacer la demanda requerida por la empresa Sol Naciente y evaluar la rentabilidad más conveniente producida por la energía generada para el funcionamiento de los motores eléctricos para la minera en comparación con la venta de energía al sistema interconectado o para piscicultura o textil, según la disponibilidad de los recursos disponibles en otras zonas. También puede implementarse y evaluarse su rentabilidad para mayores alturas, lo que permitirá talvez seleccionar otro tipo de turbinas (para grandes saltos) considerando el diseño como centrales hidroeléctricas de presa.)

SEGUNDA: Según la disponibilidad de los recursos existentes en otras zonas se sugiere: diseñar, implementar y evaluar su rentabilidad que permita satisfacer la demanda requerida, considerando el diseño como Centrales Hidroeléctricas de Presa. También permite diseñar para la demanda más conveniente que genere mayor rentabilidad, según la disponibilidad de los recursos hidroenergéticos (caudal y altura) generados por una Central Hidroeléctrica de Presa.

TERCERA: Se recomienda usar una Metodología Adecuada para determinar el mix eléctrico por año en el Perú (no existe) para evaluar las emisiones de CO₂/KWH. Así mismo debido al avance de la Tecnología actual se recomienda el uso de equipos y máquinas y artefactos electrodomésticos de buena calidad y bajo costo que permitan reducir el consumo de energía y por tanto el impacto ambiental.



VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado, J., & Martínez, S. (2018). *Control y protección en sistemas eléctricos*. Editorial Técnica.
- Bakken, T., & Ziv, G. (2019). The socio-economic impacts of small hydropower plants. Recuperado de <https://www.hydropower.org>
- Bansal, R. K. (2010). *A Textbook of Fluid Mechanics and Hydraulic Machines*. New Delhi: Laxmi Publications.
- Bhatia, A. (2012). *Hydropower plants and their components*. Continuing Education and Development, Inc.
- Castro, R. (2020). *Selección y mantenimiento de válvulas hidráulicas*. Ingeniería Hidráulica.
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2015). *Termodinámica: Un enfoque práctico* (8ª ed.). McGraw-Hill.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2014). *Fluid Mechanics: Fundamentals and Applications*. New York: McGraw-Hill Education.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2017). *Fluid mechanics: Fundamentals and applications*. McGraw-Hill Education.
- Chaudhry, M. H. (2014). *Applied Hydraulic Transients* (2nd ed.). Springer Science & Business Media.
- Chowdhury, M. S., Jollands, M., & Saghaian, A. (2020). *Energy Engineering: Fundamentals and Applications*. CRC Press.
- Cruz Salas, J. L. (2019). *Evaluación económica y financiera del proyecto Central Hidroeléctrica Río Blanco*. Recuperado de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/14238>
- De la Peña, R., & Franco, C. (2020). *Fundamentos de generación de energía hidroeléctrica*. Ediciones de Ingeniería.
- Deutsche Institut für Normung. (1991). *DIN Standards on Steel Structures and Structural Steelwork*.



- Dym, C. L., & Little, R. (2008). *Engineering Design: A Materials and Processing Approach* (3rd ed.). McGraw-Hill.
- Esposito, A. (2015). *Fluid Power with Applications*. Boston: Pearson.
- Fernández, E., & Reyes, M. (2022). *Transmisión de potencia en instalaciones hidroeléctricas*. Editorial Ingeniería.
- Fox, R. W., & McDonald, A. T. (2011). *Introduction to Fluid Mechanics*. Hoboken: John Wiley & Sons.
- García, L., & Delgado, P. (2021). *Tecnologías avanzadas en tuberías forzadas*. Hidráulica Moderna.
- González, F. (2021). *Elementos de transmisión de potencia para hidroeléctricas de baja potencia*. Mecánica Aplicada.
- González, F., & Pérez, J. (2020). *Design and Feasibility Study of a Hydroelectric Plant in the Mediterranean Region*. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/342123456>
- Goyzueta Arce, E. J. (2017). *Estudio y diseño para la minicentral hidroeléctrica II etapa del distrito de Phara – Sandia - Puno*. Recuperado de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/3602>
- Green, M., & White, R. (2023). *Hydroelectric Turbine Dynamics*. Academic Press.
- Hernández, M., & Ramírez, F. (2016). *Tecnologías de conducción en sistemas hidráulicos*. *Journal of Hydraulic Engineering*, 23(4), 567-580.
- Huamán Chura, E. (2020). *Diseño preliminar de una central hidroeléctrica reversible en el río Apurímac*. Recuperado de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/14082>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). *Hydropower: Current Trends and Future Directions*. Recuperado de <https://www.irena.org/publications>
- International Standards Organization. (2017). *ISO 9001:2015 - Quality Management Systems*. ISO.
- Jiménez, M., & López, R. (2020). *Tipos y características de alternadores en sistemas de generación renovable*. *Revista de Energías Renovables*.



- Khan, A. A., Younis, M. A., & Zubair, S. (2019). *Energy Efficiency and Management in Water Systems*. Elsevier.
- Kumar, A., & Singh, R. (2021). *Hydropower Development: A Review of Design and Operational Challenges*. Journal of Hydrology. Recuperado de <https://www.journals.elsevier.com/journal-of-hydrology>
- Limbani-Phara. (1987). *Central Hidroeléctrica Limbani-Phara*. Recuperado de https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_d6c2f84bbb7c2fedfe79d6724d69c441
- Lindeburg, M. R. (2011). *PE Mechanical Engineering: HVAC and Refrigeration Practice Exam*. Belmont: Professional Publications, Inc.
- López, J. (2023). *Diseño y selección de tuberías en minicentrales hidroeléctricas*. Ingeniería Sostenible.
- Martínez, A., Gómez, L., & Rivera, S. (2024). *Hydraulic Systems and Controls*. Water Resource Publications.
- Meyer, J., Brown, S., & Thomason, K. (2020). *Efficiency in High-Altitude Hydroelectric Systems*. Hydropower Institute.
- Meyer, V. (2009). *Handbook of Water and Wastewater Treatment Plant Operations*. CRC Press.
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Proyecto Centrales Hidroeléctricas Anto Ruiz III y IV*. Recuperado de <https://consultaprevia.cultura.gob.pe/proceso/proyecto-centrales-hidroelectricas-anto-ruiz-iii-y-iv>
- Morales, C. (2019). *Gobernadores de velocidad en centrales hidroeléctricas*. Editorial Energías.
- Mott, R. L. (2014). *Applied Fluid Mechanics*. Boston: Pearson.
- Munson, B. R., Okiishi, T. H., Huebsch, W. W., & Rothmayer, A. P. (2013). *Fundamentals of Fluid Mechanics*. Hoboken: John Wiley & Sons.
- Nag, P. K. (2010). *Basic and Applied Thermodynamics*. New Delhi: Tata McGraw-Hill.
- Penche, C. (1998). *Layman's handbook on how to develop a small hydro site*. European Small Hydropower Association.
- Pérez, A. (2012). *Diseño de sistemas hidráulicos en ingeniería*. Editorial Técnica.



- Peralta, S., & Gutiérrez, A. (2021). *Control de tensión en sistemas de generación hidroeléctrica*. Revista de Energía Hidráulica.
- Pérez, L. (2019). *El fenómeno del golpe de ariete en instalaciones hidráulicas*. Ingeniería de Fluidos.
- Paredes Huamán, J. L. (2021). *Diseño y evaluación técnica de una central hidroeléctrica en el río Tambo*. Recuperado de <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12983/1234>
- Quispe Apaza, J. C. (2019). *Análisis técnico-económico para la implementación de una central hidroeléctrica en la región Cusco*. Recuperado de <https://repositorio.uac.edu.pe/handle/20.500.12983/1234>
- Rivera, D., & Torres, G. (2022). *Fallas y protección en sistemas eléctricos de generación renovable*. Editorial Técnica.
- Ríos, A. (2019). *Protección mecánica en alternadores para minicentrales*. Publicaciones de Energía Renovable.
- Rojas Quispe, R. (2017). *Evaluación económica del proyecto Central Hidroeléctrica Santa Rosa*. Recuperado de <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12983/1234>
- Sánchez Ponce, L. A. (2020). *Estudio de prefactibilidad para una central hidroeléctrica en la cuenca del río Mantaro*. Recuperado de <https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/14081>
- Saeed, M. S., & Nasr, M. (2017). *Hydraulic Engineering: A Practical Approach*. Wiley.
- Silva, R., & López, J. (2018). *Eficiencia energética en plantas hidroeléctricas: diseño y operación*. Ingeniería Hidráulica y Energía, 11(2), 134-142.
- Smith, J., & Jones, T. (2021). *Power Generation Equipment for Hydro Applications*. Engineering Press.
- Streeter, V. L., & Wylie, E. B. (2018). *Fluid Mechanics* (9th ed.). McGraw-Hill.
- Toledo San Juan, A. (2018). *Diseño y construcción de una minicentral hidroeléctrica*. Recuperado de https://oa.upm.es/48158/1/TFG_ABDON_TOLEDO_SAN_JUAN.pdf

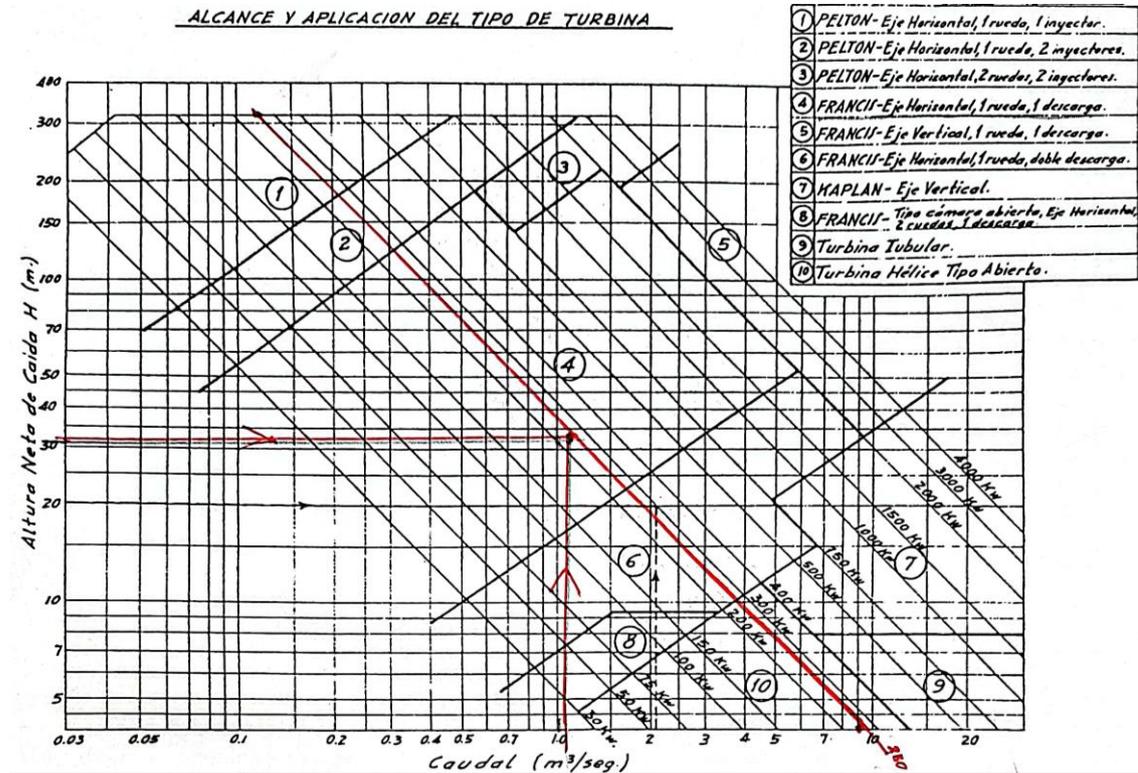


UNIDO. (2022). *Case Studies on Small Hydropower Plants*. Recuperado de <https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-05/CASE%20STUDIES-2022.pdf>

Valdivieso Carrión, V. L. (2017). *Diseño de las obras de embalse del proyecto hidroeléctrico Machinaza*. Recuperado de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14411>

ANEXOS

ANEXO 1: Alcance y aplicación del tipo de turbina

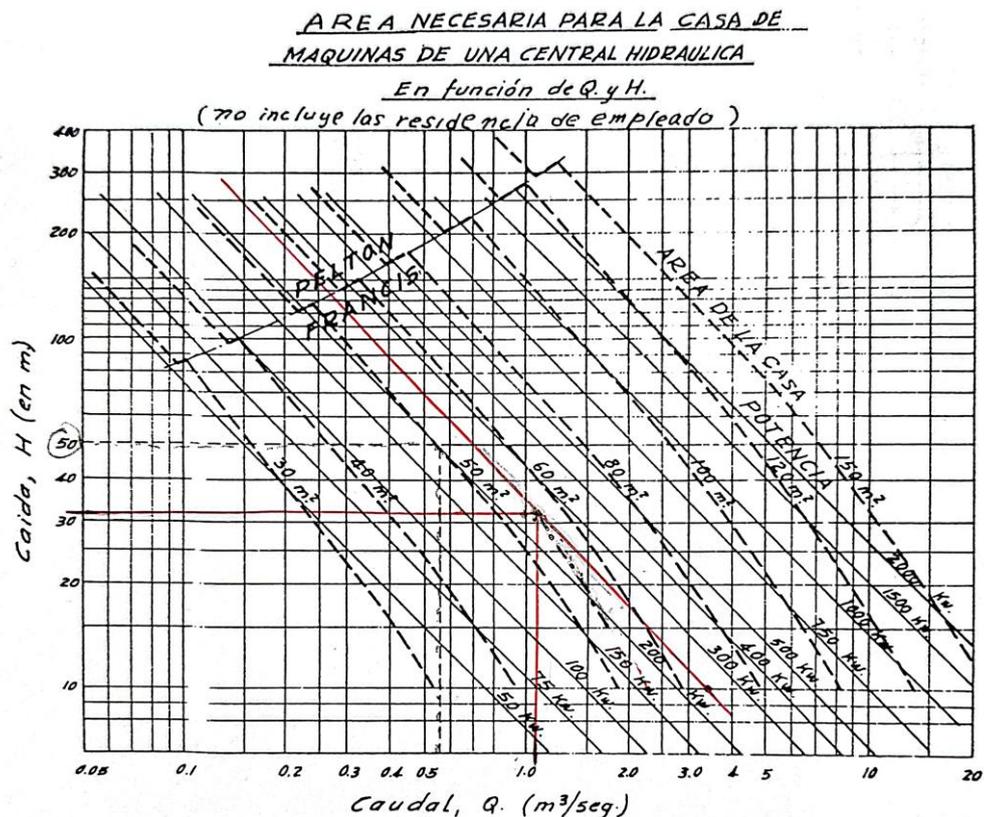


Para un caudal de $1.1 \text{ m}^3/\text{seg}$ y una caída neta de $H=30.8 \text{ m}$, buscar el punto de intersección de la línea vertical de $Q=1.1$ y la línea horizontal de $H=30.8$, encontrándose una potencia de 250 KW y turbina de tipo Francis de eje horizontal, una rueda y doble descarga.

ANEXO 2: Tipos de turbinas

TIPOS DE TURBINA				
(Turbina de reacción)				
Turbina Hélice	<ul style="list-style-type: none"> Cámara cerrada Cámara abierta 	<ul style="list-style-type: none"> Eje horizontal Eje vertical 	<ul style="list-style-type: none"> Rodete de aletas fijas (Hélice) Rodete de aletas móviles (Kaplan) 	
(Turbina de reacción)				
Turbina Francis	<ul style="list-style-type: none"> Cámara cerrada Cámara abierta 	<ul style="list-style-type: none"> Eje horizontal Eje vertical 	<ul style="list-style-type: none"> De una rueda De dos ruedas De una rueda - Una descarga. 	<ul style="list-style-type: none"> Una descarga Doble descarga Una descarga. Doble descarga.
(Turbina de acción)				
Turbina Pelton		<ul style="list-style-type: none"> Eje horizontal Eje vertical 	<ul style="list-style-type: none"> De una rueda De dos ruedas De una rueda - 	<ul style="list-style-type: none"> Un inyector. Dos inyectores Dos inyectores. Cuatro inyectores Varios inyectores

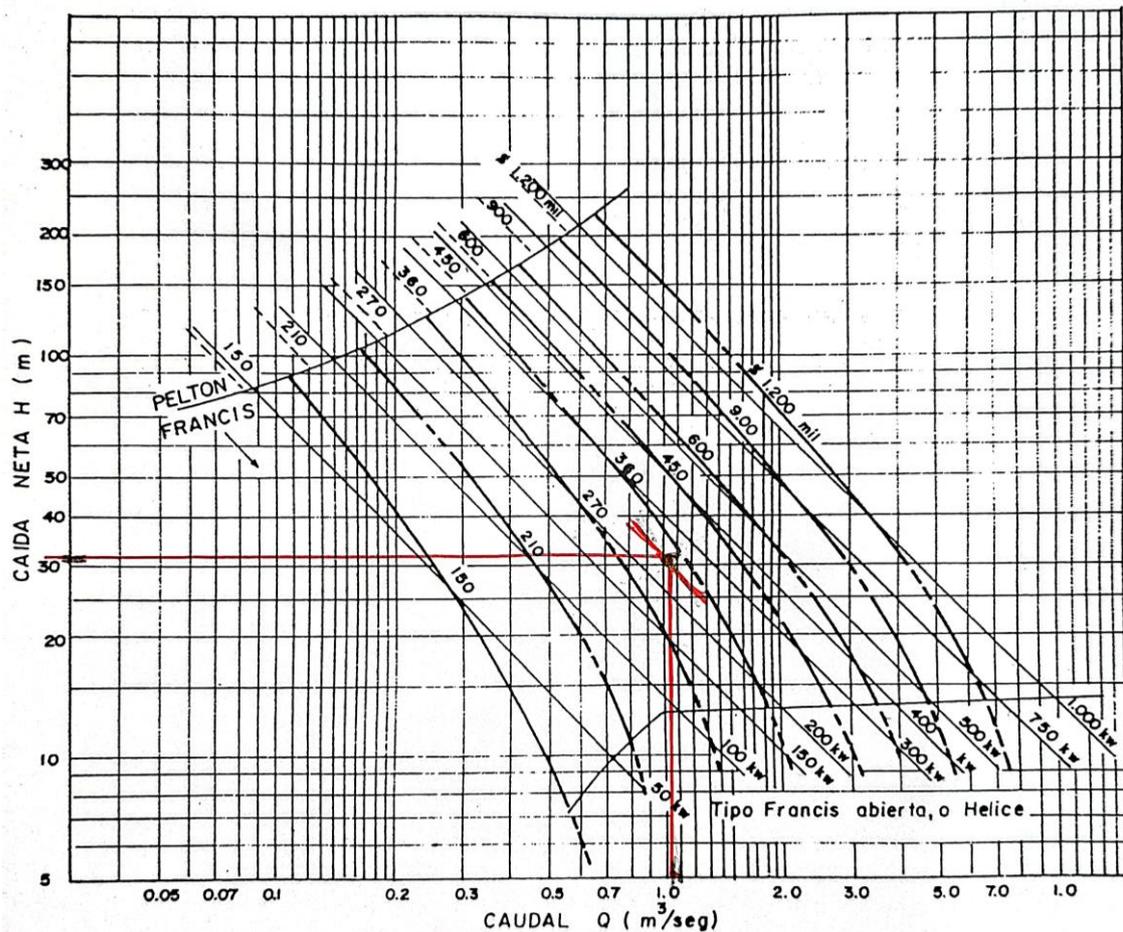
ANEXO 3: Área necesaria para la casa de máquinas de una central hidráulica



Para $Q = 1.1 \text{ m}^3/\text{seg}$ y $H = 30.8\text{m}$

Buscar la intersección de las líneas de $Q = 1.1$ y de $H = 30\text{m}$ lo que da como área de la casa de máquinas 55 m^2 y 250 KW de potencia.

ANEXO 4: Costo de la maquinaria de la central hidráulica (U.S. \$)

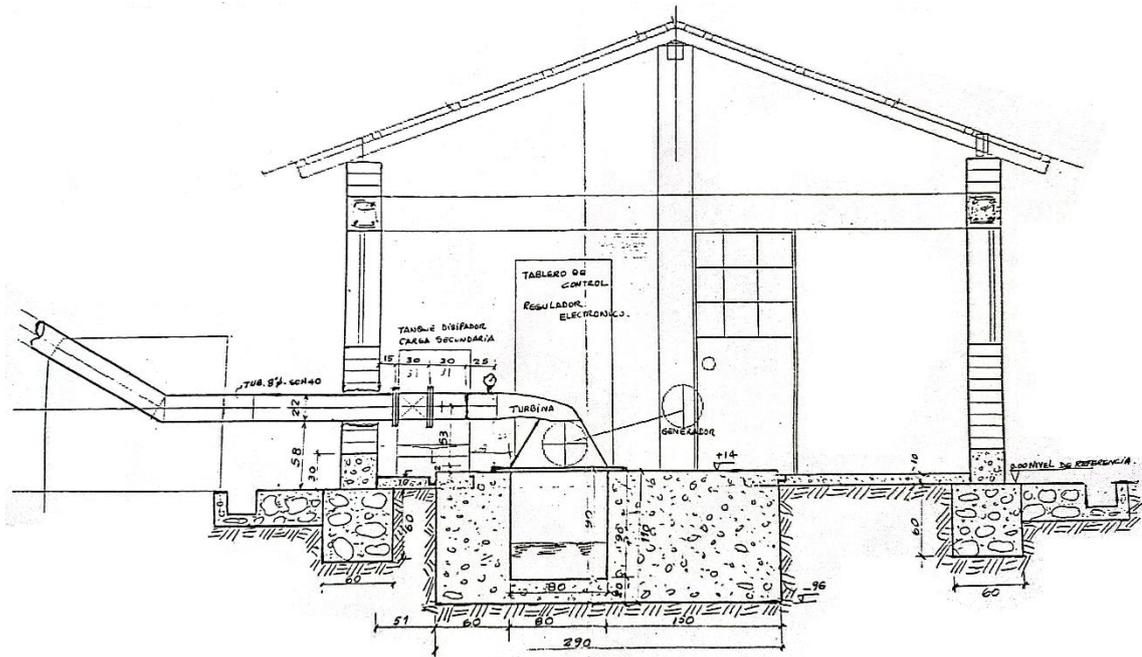


- **Turbina - Generador - Transformador - Tableros**
 - Menos de 500 kW o 6.6 KV
 - Menos de 1000 kW a 22 KV
 - Más de 1000 kW a 33 KV

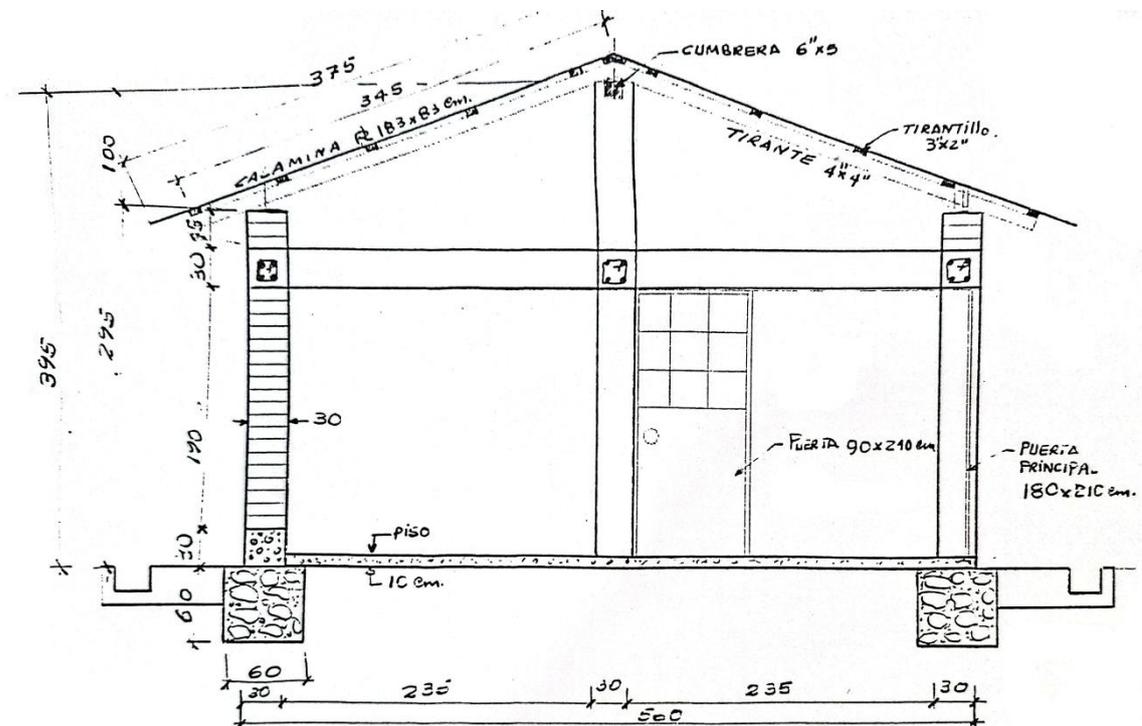
Con $Q = 1.4\text{ m}^2$ y $H_N = 30.83\text{ m}$

Costo = $300,000\text{ \$}$

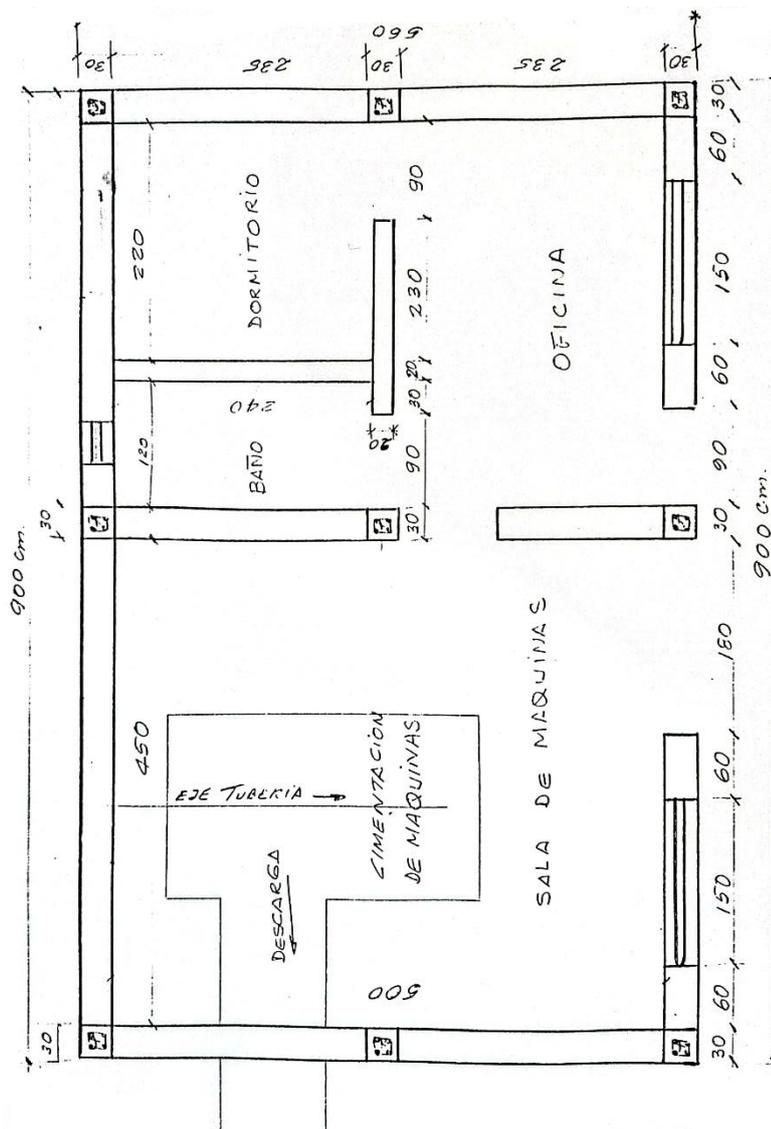
ANEXO 5: Plano de la Central Hidroeléctrica



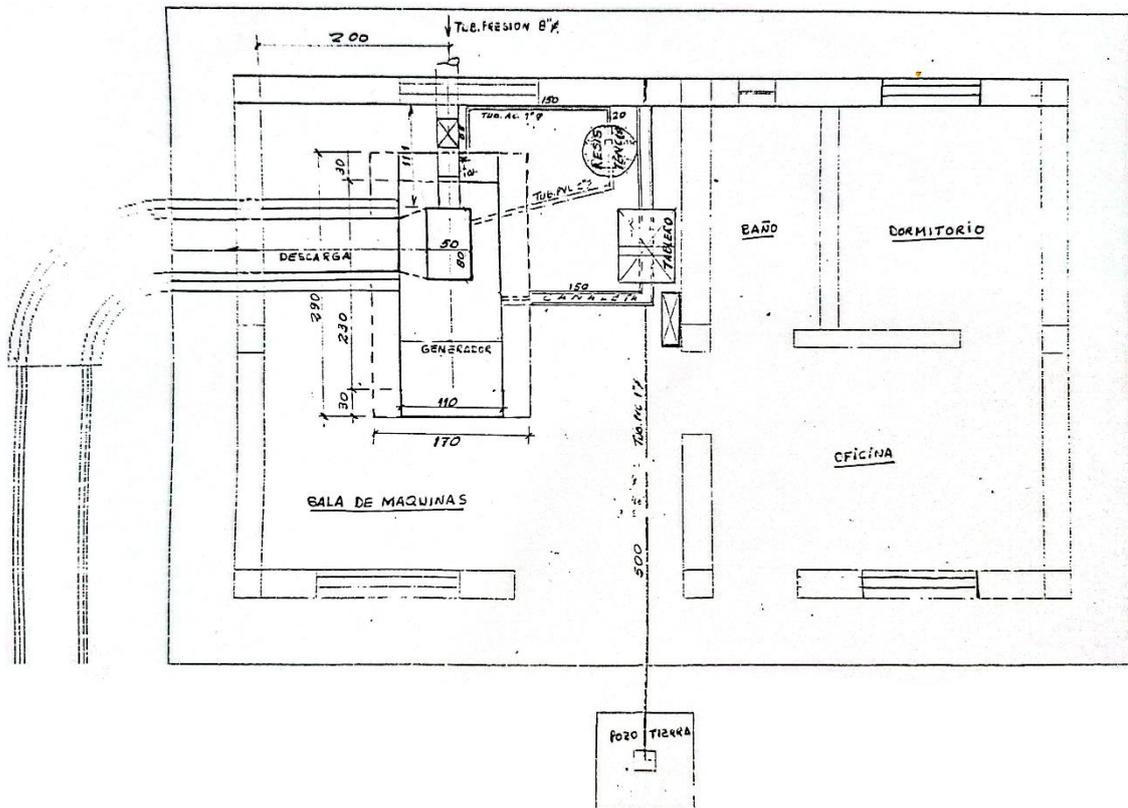
ANEXO 6: Visita Lateral Casa de Maquinas



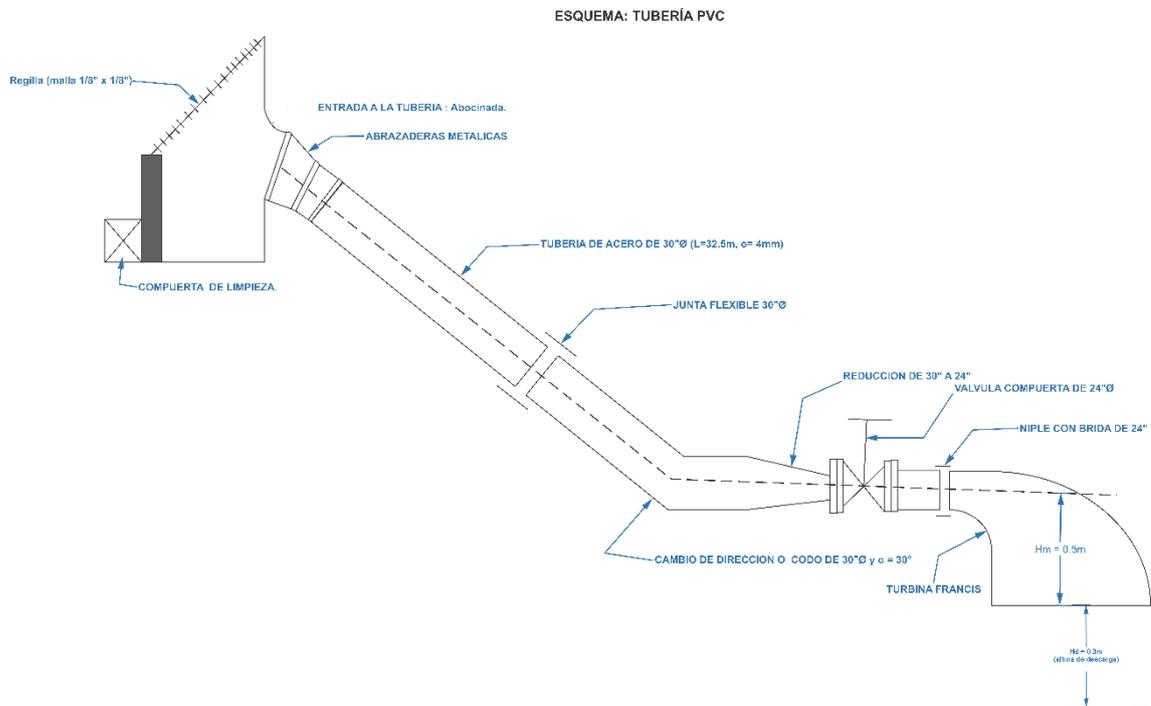
ANEXO 7: Visita de planta pared y divisiones interiores



ANEXO 8: Casa de Maquinas



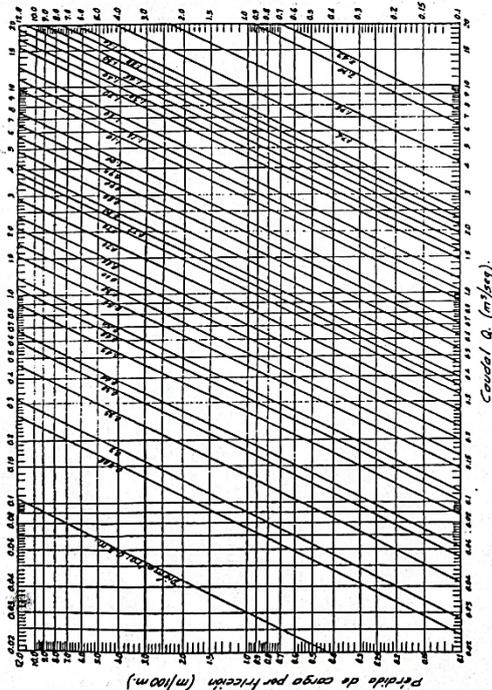
ANEXO 9: Esquema Tubería PVC



TUBERIAS DE PRESION

Fórmula de Manning: $h_f = \frac{149 n^2 Q^2}{D^5}$; $1 = \frac{149 n^2 Q^2}{D^5}$; $L = 100$; $n = 0.014$
 $V^2 = \frac{149 n^2 Q^2}{D^5}$; $V = \frac{12.2 Q}{D^{2.5}}$; $1 = \frac{149 n^2 Q^2}{D^5}$
 $\therefore h_f = \frac{0.0244 n^2 Q^2}{D^5}$

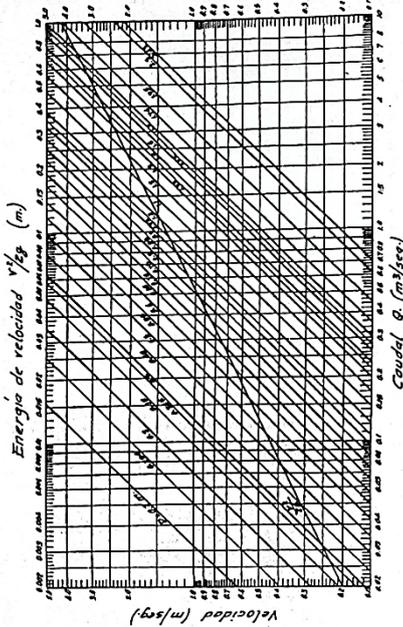
1.- Pérdida de carga por fricción en tuberías de presión



1.- Ejemplo
 $D = 0.77$ m. $Q = 3$ m³/s Longitud de tubo = 150 m.
 Subir desde $Q = 3$ hasta encontrar la línea de $D = 0.77$; la proyección de este punto sobre el eje "Pérdidas de carga" da: 7.3 m/100m; en consecuencia para la tubería de 150 m de longitud, la pérdida será: $7.3 \times 1.5 = 10.95$ m.

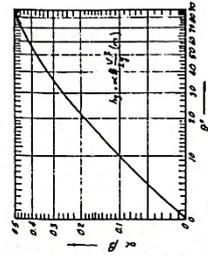
2.- Relación entre caudal, velocidad y

$$\frac{V^2}{2g} \text{ (m)}$$



2.- Ejemplo.
 $D = 0.95$ m. $Q = 1.5$ m³/seg. a) Velocidad = ? b) Energía de velocidad = ?
 a) Subir desde $Q = 1.5$ hasta encontrar la línea de $D = 0.95$; la proyección de este punto sobre el eje de "Velocidad" da: $V = 2.10$ m/seg.
 b) Desde el punto de intersección de $V = 2.10$ m/seg. con la línea de $V^2/2g$, se fuerza la perpendicular hasta encontrar en el eje de "Energía de Velocidad" el resultado: 0.223 m.

3.- Coeficiente de pérdida por curva



3.- Ejemplo.
 $\theta = 26^\circ$; $\frac{V^2}{2g} = 0.23$ m. ; $h_f =$ pérdida de carga = ?
 Subiendo desde $\theta = 26^\circ$, se intercepta la curva en un punto que corresponde a $\alpha \approx \beta = 0.23$
 $h_f = 0.23 \times 0.23 = 0.053$ m.

ANEXO 10: Tuberías de presión

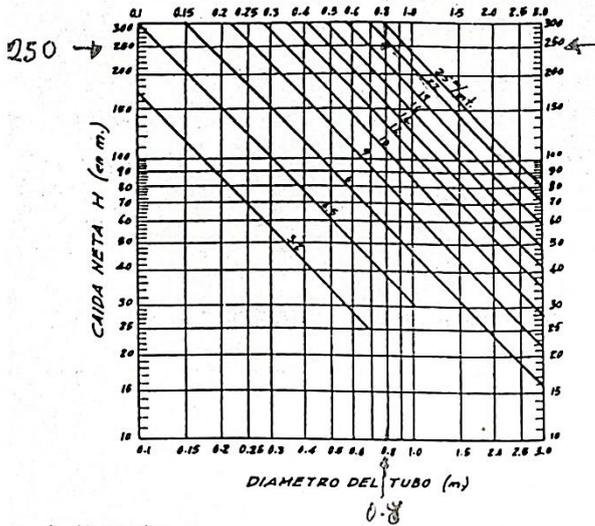
4.- Relación entre Diámetro y Espesor de Tubería con altura de caída neta.

$$t = \frac{PD}{2f} + t = \frac{1.5HD}{20f} + 0.15 \text{ (cm)}$$

$$p = \frac{1.5H}{10} \quad f = 750 \text{ Kg/cm}^2 \quad t' = 0.15 \text{ cm}$$

$$\therefore t = \frac{1.5HD}{20 \cdot 750} + 0.15 = \frac{H \cdot D}{10000} + 0.15 \text{ (cm)}$$

$$H = \frac{10000}{D} (t - 0.15) \text{ (m)}$$

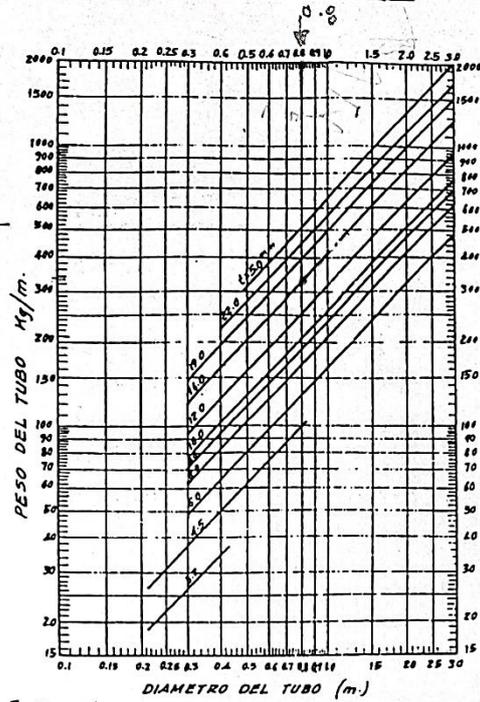


4.-Ejemplo:

H=250 m. D=0.8 m. t=?

Hay que buscar el punto de intersección de la línea vertical de D=0.8 y la línea horizontal de H=250, encontrándose un espesor de 22 mm.

5.- Peso y Diámetro de tubo de presión (Incluyendo alas, pernos, etc)

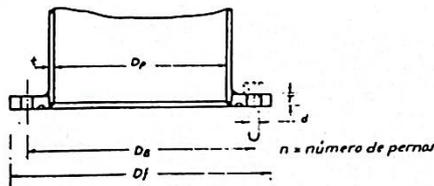


5.-Ejemplo:

T=16 mm. D=0.8 m. Peso = Kg/m.

Se sube desde D=0.8 hasta encontrar la línea de t=16 mm; la proyección de este punto sobre el eje de 'Peso del Tubo da P=335 Kg/m.

6.- Dimensión standard de alas.



t	Dp	385	480	570	770	960	1160
40	Df	405	505	610	700	910	
	Ds	355	455	550	650	854	
	T	12	12	15	15	18	
	d	3/8"	3/8"	5/8"	5/8"	3/4"	
	n	12	16	20	20	24	
60	Df	405	505	610	700	910	1100
	Ds	355	455	550	650	854	1044
	T	15	15	18	18	20	20
	d	3/8"	3/8"	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"
	n	12	16	20	24	28	32
80	Df	410	510	616	710	920	1110
	Ds	360	460	566	656	860	1050
	T	16	16	20	20	22	22
	d	3/4"	3/4"	1"	1"	1"	1"
	n	16	16	22	24	28	32

7.- Peso de las Juntas de Expansión (Pj)

Cuando D=1.0 m y L=1.0 m

Pj = 2.7 veces el peso del tubo normal.

Cuando D=1.0 m ó 2.0 m y L=1.0 m

Pj = 3.0 veces el peso del tubo normal.

Cuando D=2.0 m. ó 3.0 m y L=1.0 m.

Pj = 3.1 veces el peso del tubo normal.

Ejemplo:

T=9 mm D=1.5 m.

Peso de junta de Expansión es:

$$Pj = 335 \text{ Kg} \times 3 = 1.050 \text{ Mkg}$$

ANEXO 11: Rejilla

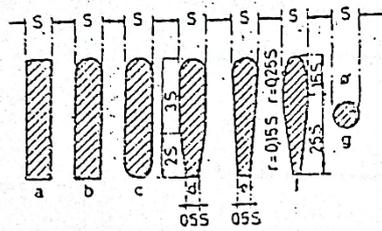
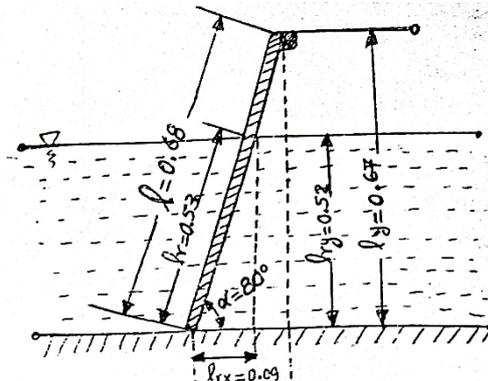
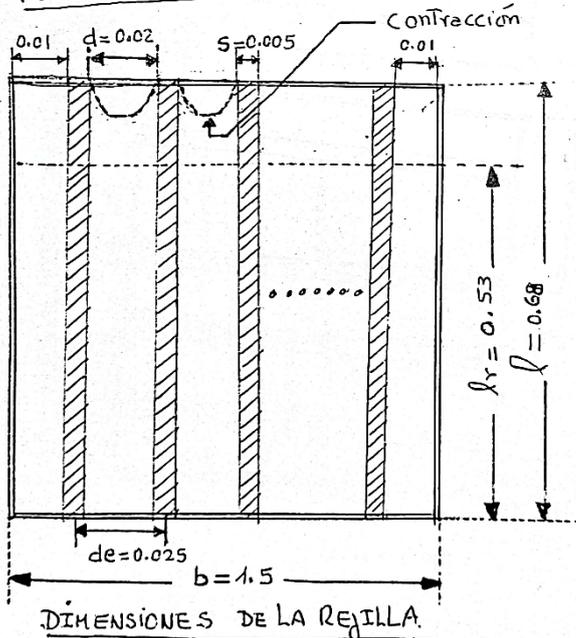


Fig. ... Diversas clases de barrotes para las rejillas.

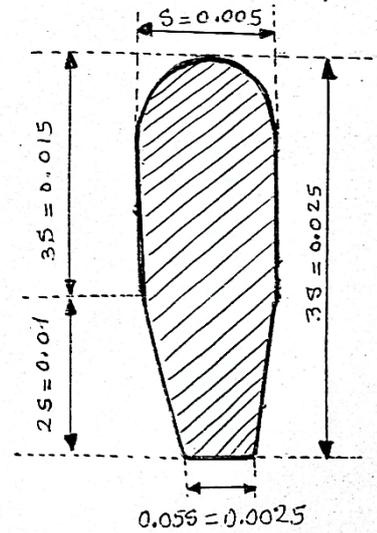


BARROTE DE LA REJILLA MONTADO CON LA INCLINACIÓN DE 80°

FORMA DE LOS BARROTES DE LA REJILLA

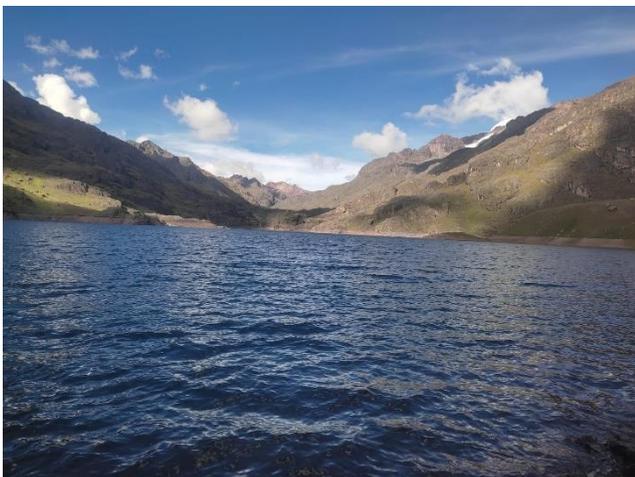


DIMENSIONES DE LA REJILLA



SECCIÓN DE LOS BARROTES DE LA REJILLA

ANEXO 12: Fotografías del lugar de estudio, Cuenca Allincapac – Macusani Puno





ANEXO 13: Declaración Jurada de autenticidad de tesis



Universidad Nacional
del Altiplano Puno



Vicerrectorado
de Investigación



Repositorio
Institucional

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD DE TESIS

Por el presente documento, Yo GUIDO RAMOS GOMEZ
identificado con DNI 01700893 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

“ DISEÑO DE UNA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA TIPO EMBALSE PARA UNA POTENCIA

INSTALADA DE 500 KW PARA LA EMPRESA MINERA SOL NACIENTE EN LA CUENCA INAMBARÍ

ALLIN CAPAC MACUSANI PUNO. ”

Es un tema original.

Declaro que el presente trabajo de tesis es elaborado por mi persona y **no existe plagio/copia** de ninguna naturaleza, en especial de otro documento de investigación (tesis, revista, texto, congreso, o similar) presentado por persona natural o jurídica alguna ante instituciones académicas, profesionales, de investigación o similares, en el país o en el extranjero.

Dejo constancia que las citas de otros autores han sido debidamente identificadas en el trabajo de investigación, por lo que no asumiré como tuyas las opiniones vertidas por terceros, ya sea de fuentes encontradas en medios escritos, digitales o Internet.

Asimismo, ratifico que soy plenamente consciente de todo el contenido de la tesis y asumo la responsabilidad de cualquier error u omisión en el documento, así como de las connotaciones éticas y legales involucradas.

En caso de incumplimiento de esta declaración, me someto a las disposiciones legales vigentes y a las sanciones correspondientes de igual forma me someto a las sanciones establecidas en las Directivas y otras normas internas, así como las que me alcancen del Código Civil y Normas Legales conexas por el incumplimiento del presente compromiso

Puno 10 de diciembre del 2024

FIRMA (obligatoria)



Huella



ANEXO 14: Autorización para el depósito de tesis en el Repositorio Institucional



Universidad Nacional
del Altiplano Puno



Vicerrectorado
de Investigación



Repositorio
Institucional

AUTORIZACIÓN PARA EL DEPÓSITO DE TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Por el presente documento, Yo GUIDO RAMOS GOMEZ
identificado con DNI 01700893 en mi condición de egresado de:

Escuela Profesional, Programa de Segunda Especialidad, Programa de Maestría o Doctorado

INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

informo que he elaborado el/la Tesis o Trabajo de Investigación denominada:

“ DISEÑO DE UNA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA TIPO EMBALSE PARA UNA POTENCIA

INSTALADA DE 500 KW PARA LA EMPRESA MINERA SOL NACIENTE EN LA CUENCA INAMBARI

ALLIN CAPAC MACUSANI PUNO. ”

para la obtención de Grado, Título Profesional o Segunda Especialidad.

Por medio del presente documento, afirmo y garantizo ser el legítimo, único y exclusivo titular de todos los derechos de propiedad intelectual sobre los documentos arriba mencionados, las obras, los contenidos, los productos y/o las creaciones en general (en adelante, los “Contenidos”) que serán incluidos en el repositorio institucional de la Universidad Nacional del Altiplano de Puno.

También, doy seguridad de que los contenidos entregados se encuentran libres de toda contraseña, restricción o medida tecnológica de protección, con la finalidad de permitir que se puedan leer, descargar, reproducir, distribuir, imprimir, buscar y enlazar los textos completos, sin limitación alguna.

Autorizo a la Universidad Nacional del Altiplano de Puno a publicar los Contenidos en el Repositorio Institucional y, en consecuencia, en el Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, sobre la base de lo establecido en la Ley N° 30035, sus normas reglamentarias, modificatorias, sustitutorias y conexas, y de acuerdo con las políticas de acceso abierto que la Universidad aplique en relación con sus Repositorios Institucionales. Autorizo expresamente toda consulta y uso de los Contenidos, por parte de cualquier persona, por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales de autor y derechos conexos, a título gratuito y a nivel mundial.

En consecuencia, la Universidad tendrá la posibilidad de divulgar y difundir los Contenidos, de manera total o parcial, sin limitación alguna y sin derecho a pago de contraprestación, remuneración ni regalía alguna a favor mío; en los medios, canales y plataformas que la Universidad y/o el Estado de la República del Perú determinen, a nivel mundial, sin restricción geográfica alguna y de manera indefinida, pudiendo crear y/o extraer los metadatos sobre los Contenidos, e incluir los Contenidos en los índices y buscadores que estimen necesarios para promover su difusión.

Autorizo que los Contenidos sean puestos a disposición del público a través de la siguiente licencia:

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional. Para ver una copia de esta licencia, visita: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

En señal de conformidad, suscribo el presente documento.

Puno 10 de diciembre del 2024

FIRMA (obligatoria)



Huella