

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA AGRÍCOLA



“ESTUDIO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA A PIE DE
PRESA MARCUNUYO DEL DISTRITO DE MACUSANI
PROVINCIA CARABAYA”

TESIS

PRESENTADO POR:

BACH. JOSÉ ELÍAS MARCA QUISPE

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO AGRÍCOLA

PUNO – PERÚ

2012

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA AGRÍCOLA

Tesis

“ESTUDIO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA A PIE DE PRESA
MARCUNUYO DEL DISTRITO DE MACUSANI PROVINCIA CARABAYA”

Presenta El Bachiller:

JOSÉ ELÍAS Marca Quipe

PRESENTADO A LA DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
AGRICOLA COMO REQUISITO PARA OBTENER EI TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO AGRICOLA

APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

:


DR. JOSÉ J. VERA SANTA MARIA

PRIMER MIEMBRO

:


ING. ALEJANDRO M. SALINAS MENA.

SEGUNDO MIEMBRO

:


ING. ROBERTO ALFARO ALEJO.

DIRECTOR DE TESIS

:


ING. EDILBERTO VELARDE COAQUIRA.

ÁREA : Ingeniería y Tecnología

TEMA: Estructura hidráulica

LÍNEA: Ingeniería de Infraestructura Rural

DEDICATORIA

"Este Trabajo dedico de manera muy especial a Dios, por haberme dado la vida y guiado por el camino del bien.

A mis padres Antonio y Balvina por su abnegado trabajo y ayuda constante.

Y todos aquellos que hicieron posible la confección y elaboración de este trabajo."

AGRADECIMIENTO

Primeramente Agradezco a Dios Creador del universo, que me dio y me seguirá dando la fortaleza para seguir adelante todos los días.

A mis Padres Antonio y Balvina por el apoyo incondicional que me dieron a lo largo mi formación profesional. A mis hermana Madeleine, por haberme apoyado en los momentos más difíciles.

Es una satisfacción personal haber culminado los estudios así como mis prácticas pre-profesionales para pasar a la fase de titulación como Ingeniero Agrícola; así como también mi especial consideración y gratitud a mis queridos compañeros de estudio y a todas aquellas personas que han colaborado de alguna manera en la realización de los mismos.

Saludo y agradezco infinitamente a la plana de docentes de la carrera académica profesional de Ingeniería Agrícola por haber posibilitado mi formación académica y hacer de mi un profesional eficiente y competente en las ramas de Ingeniería. Para desempeñar con el desarrollo tecnológico y científico de la sociedad en conjunto y así tener un país con justicia social para todos los peruanos

GRACIAS...

P R E S E N T A C I Ó N

Señor Director y/o miembro calificador, habiendo cumplido satisfactoriamente nuestros estudios profesionales en la Escuela Profesional de Ingeniería Agrícola de la UNA - PUNO y cumplido los requisitos mínimos establecidos en base a dispositivos legales vigentes, y como el reglamento de titulación, tenemos a bien presentar a vuestra disposición el presente trabajo titulado “ESTUDIO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA A PIE DE PRESA MARCUNUYO DEL DISTRITO DE MACUSANI PROVINCIA CARABAYA”

En cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de Grados y Títulos de la Carrera Profesional de Ingeniería Agrícola para optar al título profesional de Ingeniero Agrícola elaborado con la asesoría del Ingeniero Will Hernán Huanca Cayllahua.

El objetivo principal del presente trabajo es brindar una herramienta de operación óptima para la construcción y puesta en marcha de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

EL AUTOR

Puno, Julio del 2012

CONTENIDO

RELACION DE FIGURAS.....	11
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN.	14
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	15
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	15
1.2.1 PROBLEMA GENERAL.....	15
1.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	15
1.3 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN	16
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.4. OBJETIVO GENERAL	18
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.5.1 HIPÓTESIS GENERAL	18
1.5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICOS.....	18
1.6 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	18
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN	20
2.1 MARCO TEÓRICO	20
2.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	20
2.1.2 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	23
2.1.3 CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	24
2.1.3.1 Por el discurrir del agua:.....	24
2.1.3.2 Regulacion (agua embalsada):.....	24
2.1.3.3 Por el salto o caída:	25
2.1.3.4 Por la potencia instalada:	25
2.1.4 TIPOS DE APROVECHAMIENTO	26
2.1.4.1 Aprovechamientos de agua fluyente	27
2.1.4.2 Centrales de pie de presa	29
2.1.4.3 Centrales integradas en redes de agua.....	30

2.1.4.3.1 Centrales en canales de irrigación.....	30
2.1.4.3.2Centrales en sistemas de alimentación de agua potable	31
2.1.4.3.3 Centrales en sistemas de depuración de aguas residuales	32
2.2HIDROLOGÍA.....	32
2.2.1 DEFINICIÓN.....	32
2.2.1.1 Ciclo Hidrológico.....	33
2.2.1.2 Enfoque de los Problemas Hidrológicos.....	33
2.2.2CUENCA HIDROLÓGICA.....	34
2.2.2.1Definición.....	34
2.2.2.2Delimitación de una Cuenca.....	34
2.2.2.3 Pendiente de una Cuenca	35
2.2.2.4Perfil Longitudinal del Curso de Agua	35
2.2.2.5 Red de Drenaje.....	35
2.2.3 PRECIPITACIÓN.....	36
2.2.3.1 Definición	36
2.2.3.2 Medición de la Precipitación	36
2.2.3.3 Precipitación Media sobre una Zona	37
2.3 GEOLOGÍA.....	38
2.3.1 SUELOS.....	38
2.3.1.1 Agentes Generadores del Suelos	38
2.3.1.2 Suelos Residuales y Transportados.....	39
2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA GEOMORFOLOGÍA	39
2.3.2.1 Geomorfología Estructural	39
2.3.2.2 Geomorfología Dinámica	40
2.3.2.3 Geomorfología Climática	40
2.4 TOPOGRAFÍA.....	40
2.4.1 DEFINICIÓN.....	40
2.4.2 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO	40
2.4.3 COTAS DEL TERRENO	41
2.4.4 CURVAS DE NIVEL.....	41
2.4.5 COORDENADAS	41
2.4.5.1 Coordenadas Geográficas	42
2.4.5.2 Coordenadas UTM	42
2.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	42
2.5.1 ANÁLISIS DE CONSISTENCIA	42
2.5.1.1 Análisis visual de hidrogramas.....	43
2.5.1.2 Análisis de doble masa.....	44

2.5.2 ANÁLISIS DE SALTOS	45
2.5.2.1 Consistencia en la media	45
2.5.2.2 Consistencia en la desviación estándar	45
2.5.2.3 Corrección de los datos	45
2.5.3 ANALISIS DE TENDENCIAS	46
2.5.3.1 Tendencia en la media	46
2.5.3.2 Tendencia en la desviación estándar	46
2.5.4 COMPLETACION DE DATOS METEOROLÓGICOS	46
2.5.5 COMPLETACION DE DATOS MEDIANTE REGRESION LINEAL SIMPLE	46
CAPITULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	48
3.1 MÉTODOS Y TÉCNICAS:	48
3.1.1 METODOLOGÍA:	48
3.1.2 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES	49
3.1.3 VARIABLES DEL PROYECTO	50
3.1.4 PLANIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN APROVECHAMIENTO	50
4.1.1.1 Principio de funcionamiento de una pch	51
4.1.1.2 Potencia	51
CAPITULO IV: CARACTERÍSTICAS DE AREA DE INVESTIGACIÓN	53
4.2 ESTUDIOS	53
4.2.1 ESTUDIO DE MERCADO	53
4.2.1.1 Características generales del mercado eléctrico	53
4.2.1.2 Área geográfica que abarca el análisis de mercado	54
4.2.1.3 Población	54
4.2.1.4 Proyección de la Demanda	55
4.2.1.4.1 Estimación de la demanda actual	55
4.2.1.4.2 Proyección de la demanda de energía	55
4.2.1.5 Costos	56
4.2.1.6 Modelo de análisis de inversión	57
4.2.1.7 Beneficios del proyecto	58
4.2.1.7.1 Determinación del costo de energía	59
4.2.1.8 Costos de inversión	59
4.2.1.8.1 Costos de operación y mantenimiento (aom)	60
4.2.1.8.2 Costos de administración y personal	60
4.2.1.8.3 Valor de depreciación	60
4.2.1.8.4 Valor residual de obras civiles y equipo electromecánico	61

4.2.1.9 Costos de ley	61
4.2.1.10 Estimación de los costos de inversión	62
4.2.1.11 Costos de inversión	63
4.2.1.12 Flujo de caja	64
4.2.1.13 Determinación de indicadores de rentabilidad.....	65
4.2.2 ESTUDIO HIDROLÓGICO Y PLUVIOMÉTRICO	67
4.2.2.1 <i>Transferencia de información</i>	72
4.2.2.2 Medición de caudales	72
4.2.2.3 Caudal de diseño (QD).....	73
4.2.3 CARTOGRAFÍA Y TOPOGRAFIA	74
4.2.3.1 Cartografía	74
4.2.3.2 Topografía	76
4.2.3.3 Estudio geotécnico	78
4.2.3.4 Ubicación de las obras y tipos de suelos.....	78
4.2.3.5 Materiales naturales de construcción.	79
4.2.3.6 Métodos de excavaciones y sondeo.....	79
4.2.3.7 Perforaciones.....	79
4.2.4 IMPACTO AMBIENTAL	79
4.2.4.1 Introducción.....	79
4.2.4.2 Objetivos.....	80
4.2.4.3 Alcances	80
4.2.4.4 Marco legal del estudio.....	80
4.2.4.5 Ambiente físico	81
4.2.4.5.1 Climatología	81
4.2.4.5.2 Hidrología.....	81
4.2.4.5.3 Determinación de impactos ambientales previsibles	82
4.2.4.5.3.1 Introducción	82
4.2.4.5.4 Fuentes De Impacto Y Componentes Ambientales Asociados....	82
4.2.4.5.5 Evaluación Cualitativa De Impactos Ambientales	82
4.2.4.5.6 Criterios Para La Evaluación	83
4.2.4.5.7 Evaluación Cuantitativa de Impactos.....	83
4.2.4.5.8 Criterios para la Evaluación.....	84
4.2.4.6 Medidas de mitigación	86
4.2.4.6.1 Instrumentos de la Estrategias	86
4.2.5 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL EQUIPO	91
4.2.5.1 Principio de funcionamiento de una PCH	91
4.2.5.2 Potencia	91

4.2.5.3 Energía	93
4.2.5.4 Obras de concreto	97
4.2.5.5 Centrales de pie de presa	98
4.2.5.6 Presas.....	98
4.2.5.7 Tubería forzada	105
4.2.5.8 Selección de turbinas	106
5.1 CALCULO PARÁMETROS HIDROENERGETICOS DE (H) Y (Q) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	110
5.1.1 POTENCIA.	110
5.1.2 ENERGÍA.....	112
5.2 Estimación del demanda actual.....	114
RESULTADOS DE OBJETIVO.....	115
5.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	115
5.4 Proyección de la demanda de energía.....	115
CAPITULO VI CONCLUSIONES.....	116
CAPITULO VII RECOMENDACIONES	118
CAPITULO VIII BIBLIOGRAFIA.....	119
CAPITULO VIII ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.

RELACION DE FIGURAS

FIGURA 2.1 : representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar la potencia del recurso **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 2.2: consumode energía eléctrica . **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA2.3: diquede concreto ciclópeo..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 2.4: Esquema De Un Aprovechamiento De Montaña..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 2.5:Central hicroeolctrica al pie de presa **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 2.6:Esquema de central hicroeolctrica..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.1: Proyección de crecimiento **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.1: Proyección de la Demandada de Potencia ...**¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.2: Modelo De Análisis De Inversión **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.3: De la gráfica del análisis económico TIR. **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.4: Curva De Clasificación De Los Años Hidrológicos..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.5: Plano de la cuenca aportante hasta el punto de interes**¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.6 Vista lugar de aforamiento..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.7: Aforo de Rio (Para nuestro caso es 6.3296m³/s..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.9: Vista satelital de ubicación de la zona de estudi **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.10: Ancho de espejo de agua..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.11: Planos Topográficos (curvas de nivel) ... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.12: fotos de la zona de estudio (zona rocosa) .**¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.17: Solución 2 (Aprovechamientos de altura considerable.)
..... **¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.19: Proyección Embalse de la PCH- Marcunuyo.....**¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.22: Fuerzas Que Actúan En Una Presa De concreto.....**¡Error! Marcador no definido.**

FIGURA 4.23: Selección de la Turbina. **¡Error! Marcador no definido.**

RELACION DE TABLAS Y CUADROS

- TABLA 2.2: Clasificación de PCH según potencia instalada..... **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 2.3. Clasificación de PCH según caída. **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 2.4. Clasificación de PCH según potencia instalada ISA. **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 3.1 Variables dependientes e independientes . **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA: 3.2 Variables del proyecto **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA: 3.3 fórmulas para el calculo **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO 4.1 **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 4.2: CALCULO DE LA DEMANDA ACTUAL **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 4.3: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.4): Determinación del costo de energía **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA: (4.5): Valor residual de obras civiles y equipo electromecánico **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO: (4.6): Costos de Ley **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.7) PRECIO REFERENCIAL POR KVA INSTALADO **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.8) PRECIO REFERENCIAL POR KVA INSTALADO **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.9) COSTO DE INVERSION **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.10): INGRESOS DEL PROYECTO **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.11): EGRESOS DEL PROYECTO . **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.12): FLUJO DE CAJA **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA (4.13): INDICADORES DE RENTABILIDAD **¡Error! Marcador no definido.**
- TABLA 4.14: Caudales medios mensuales naturalizados (m³/s)..... **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO: 4.11 Materiales de construcción **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO 4.10 impacto ambiental **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO 4.11 Evaluación Cualitativa **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO 4.12: Evaluación Cuantitativa..... **¡Error! Marcador no definido.**
- CUADRO 4.13: Matriz de Evaluación Cuantitativa de Impactos..... **¡Error! Marcador no definido.**



CUADRO 4.14: Acciones de mitigación de todos los impactos**¡Error!**
Marcador no definido.

RESUMEN

La presente trabajo de investigación titulada “ESTUDIO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AL PIE DE PRESA MARCUNUYO DEL DISTRITO DE MACUSANI PROVINCIA CARABAYA - PUNO” tiene como objetivo general diseñar central hidroeléctrica para generar energía eléctrica en el distrito de Macusani lugar marconuyo en la provincia de Carabaya, departamento de Puno.

Los principales métodos utilizados para la recopilación de datos fueron la entrevista libre, los datos meteorológicos, cartas nacionales.

Viendola deficiencia de los objetivos del proyecto, lo cual es de calcular los necesarios parámetros hidroenergéticos de (H) y (Q) para la generación de energía eléctrica y determinar la demanda de energía eléctrica. Para ello hacemos un diseño de pequeña central hidroeléctrica a instalarse.

Ha obtenido un caudal de 5.47 metros cúbicos por segundo ($Q = 5.47 \text{ mt}^3/\text{s}$) y una altura neta de 32 metros ($H = 32 \text{ m}$) con estos datos llegamos a obtener la potencia requerida de 1.54 MW.

Por último se estimarala demanda del proyecto que es de 6, 650,910.00 nuevos, y por ende presentara rentabilidad.

INTRODUCCIÓN.

La presente tesis titulada "ESTUDIO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AL PIE DE PRESA MARCUNUYO DEL DISTRITO DE MACUSANI PROVINCIA CARABAYA - PUNO" trata sobre el estudio de una central hidroeléctrica, ubicada en la provincia de Carabaya, departamento de Puno en lugar marconuyo con total de 3889 familias.

Empezamos este trabajo viendo los objetivos del proyecto, delogar el estudio para generar energía eléctrica para la localidad de Macusani. Para ello hacemos un análisis del mercado eléctrico y vemos las alternativas para cubrir esta demanda de las cuales seleccionamos la Pequeña central hidroeléctrica

Analizamos las cuencas cercanas a la población y decidimos por la que ofrecía las mejores condiciones para desarrollar el proyecto. Como en todo proyecto hidroenergético estudiamos primero la disponibilidad de la fuente principal de todo este mecanismo, que es el agua y por ello hacemos los estudios hidrológicos.

A continuación hacemos los estudios geológicos y topográficos del área seleccionada, También hacemos los análisis de los materiales de construcción que hayen las canteras.

Proseguimos con el diseño de las obras y su respectiva justificación. En una pequeña central hidroeléctrica se busca que la obra sea bien diseñada, garantizando su buen funcionamiento y estabilidad de sus componentes. Con la demanda encontrada y ubicándonos en la zona del proyecto se ha calculado que se puede construir una PCH de 1.54 MW de potencia. Hacia ello va nuestro trabajo.

Por último calculamos el presupuesto total del proyecto y realizamos una evaluación económica del mismo para ver su rentabilidad.

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA, ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la localidad de Macusani, el servicio de la energía eléctrica es deficiente y a la vez es muy elevado sus costos por las múltiples interferencias, ya que el sistema eléctrico se encuentra en muy mal estado a falta de mantenimiento, esto por parte de la empresa concesionaria, de igual manera los costos de energía que Electro Puno S.A.A. vende al Distrito de Macusani son elevados, el costo de Kw/h es 0.41 soles.

Se opta diseñar un central de generación de energía eléctrica para que las familias de escasos recursos puedan acceder a dicho servicio. También existe el incremento de la demanda eléctrica por parte de la población y nuevas electrificaciones, siendo entonces la solución la búsqueda de nuevas fuentes de generación eléctrica y la construcción de nuevas líneas de transmisión en media tensión que permitirá que la línea esté preparada para transmitir energía y potencia a la localidad de Macusani y nuevos centros de consumo que se irán integrando al sistema en los próximos años.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1 PROBLEMA GENERAL

¿En qué magnitud el diseño de la central hidroeléctrica a instalarse permitirá mejorar la Generación de energía eléctrica y la satisfacción de la demanda de la población del Distrito de Macusani Provincia de Carabaya departamento de Puno?

1.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿En qué medida los parámetros hidroenergéticos de Caudal (Q) y la Altura (H) permiten mejorar la generación eléctrica de una central hidroeléctrica?
- b) ¿Cuánto interviene el estudio de la demanda de generación de energía eléctrica?

1.3 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

Los antiguos romanos y griegos se beneficiaban ya de la energía del agua; recurrían a ruedas hidráulicas para moler trigo. Sin embargo, la posibilidad de disponer de esclavos y animales de carga retardó su colocación generalizada hasta el siglo XII. Durante la edad media, las grandes ruedas hidráulicas de madera producían una potencia máxima de cincuenta caballos. La energía hidroeléctrica debe su mayor adelanto al ingeniero civil británico John Smeaton, que fabricó por vez primera grandes ruedas hidráulicas de hierro colado.

La hidroelectricidad adquirió mucha importancia durante la Revolución Industrial. Promovió las industrias textil y del cuero y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor se encontraban desarrolladas, el carbón era insuficiente y la madera poco aprovechable como combustible. La energía hidráulica facilitó el crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se establecieron en Europa y América hasta la construcción de canales a mediados del siglo XIX, que ofrecieron carbón a bajo precio.

Las presas y los canales eran precisos para el montaje de ruedas hidráulicas consecutivas cuando el desnivel era mayor de cinco metros. La construcción de grandes presas de contención todavía no era posible; el escaso caudal de agua durante el verano y el otoño, unido a las heladas en invierno, forzaron a sustituir las ruedas hidráulicas por máquinas de vapor en cuanto se consiguió disponer de carbón.

La primera central hidroeléctrica se fundó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se originó por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del desarrollo de la turbina hidráulica y debido a la crecida de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la fabricación total de electricidad.

La tecnología de las principales instalaciones ha permanecido igual durante el siglo XX. Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se verifica y se puede continuar casi

constante. El agua se empuja por unos conductos o tuberías forzadas, comprobados con válvulas y turbinas para adaptar el flujo de agua con respecto a la petición de electricidad. El agua que penetra en la turbina pasa por los canales de descarga. Los generadores están ubicados justo encima de las turbinas y acoplados con árboles verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis se emplean para caudales grandes y saltos medios y bajos, y las turbinas Pelton para grandes saltos y pequeños caudales.

Además de las centrales instaladas en presas de contención, que dependen del embalse de grandes caudales de agua, existen algunas centrales que se apoyan en la caída natural del agua, cuando el caudal es uniforme. Estas instalaciones se denominan de agua fluente. Una de ellas es la de las Cataratas del Niágara, ubicada en la frontera entre Estados Unidos y Canadá.

A comienzos de la década de los noventa, las primeras potencias generadoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene un 60% de su electricidad de centrales hidráulicas. En todo el mundo, la hidroelectricidad constituye aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su representación sigue en aumento. Los países en los que compone fuente de electricidad más importante son Noruega (99%), Zaire (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está ubicada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene el mayor potencial generador del mundo. Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, produce unos 6.500 Mw y es una de las más considerables.

En varios países se han emplazado centrales pequeñas, con posibilidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En numerosas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la primordial fuente de electricidad. Otras naciones en vías de crecimiento están aplicando este procedimiento con buenos resultados.

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar central hidroeléctrica para generar energía eléctrica del distrito de Macusani provincia de Carabaya.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Calcular los necesarios parámetros hidroenergéticos de (H) y (Q) para la generación de energía eléctrica en la central Hidroeléctrica.
- b) Determinar la demanda de energía eléctrica.

1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 HIPÓTESIS GENERAL

El diseño de central hidroeléctrica a instalarse mejorara en gran magnitud la generación de energía eléctrica y la satisfacción de la demanda en el distrito de Macusani provincia de Carabaya.

1.5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICOS

- A. Los parámetros hidroenergéticos (H) y (Q) serán las más óptimas para la generación de energía eléctrica a mayor magnitud de (H) y (Q) se mejorara la generación de energía eléctrica.
- B. La generación de energía eléctrica está en función del estudio de la demanda.

1.6 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El estudio de una central hidroeléctrica permitirá cubrir una necesidad de energía eléctrica en distrito de Macusani se tiene que conllevar con el presente investigación en mejorar al crecimiento y desarrollo socioeconómico de la población que requiere necesariamente un

incremento tecnológico. Por eso se hace necesario generar energía eléctrica a través de una central hidroeléctrica.

Investigación localizada en el distrito de Macusani se lograra analizar los procedimientos, análisis evaluación para su implementación de una central hidroeléctrica. Para ello con la generación hidroeléctrica para la población de Macusani tendrá un desarrollo tanto social, cultural sobre todo económico, ya que la energía eléctrica es un servicio vital, que permitirá obtener un desarrollo integro, tecnificado y sostenible. En el marco de un país y mundo globalizado.

La Municipalidad Provincial de Carabaya distrito de Macusani cuenta con un área en electricidad que es ELECTROMAC, es la encargada de distribuir la energía eléctrica a la localidad de Macusani y sus comunidades, dicha energía compra de Electro Puno S.A.A. a través de un totalizador a un precio elevado el kw. , un deficiente servicio y carencia de energía eléctrica para la pequeña industria.

Con la generación de energía a través de una central Hidroeléctrica los costos por kw/h se reducirían a un precio módico, lo cual ayudara en la situación económica de la población de menos recursos económicos en el distrito de Macusani provincia de Carabayay vender sus excedentes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La central hidroeléctrica ubicado en el sector Marcunuyo Distrito de Macusani Provincia de Carabaya contribuirá en los beneficios sociales, ya que al contar con una nueva generación de energía eléctrica mejorara las actividades que realizan las diferentes instituciones tanto públicas como privadas y la población en general, de igual manera en las comunidades donde pueden industrializar sus productos agropecuarias como también permitirá a nuevos usuarios a acceder al servicio de energía eléctrica, de esa manera mejorar la calidad de vida de los pobladores no solo del distrito de Macusanisino también de otros distritos de la provincia de Carabaya.

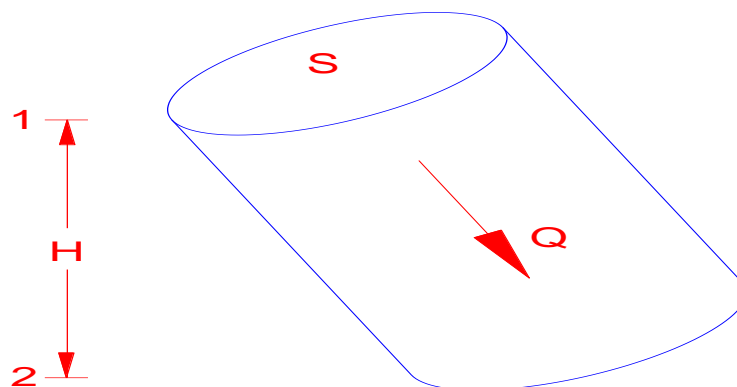
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

2.1 MARCO TEÓRICO

2.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Ortiz F R. (2001) La energía de una pequeña central hidroeléctrica se obtiene aprovechando la energía potencial que adquiere el caudal (Q) al final de una caída (H) la cual es transformada por una turbina en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica por generador. Una representación gráfica en la figura.

FIGURA 2.1: Representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar la potencia del recurso



FUENTE: pequeñas centrales hidroeléctricas (R. Ortiz Flores)

A. POTENCIA

Ortiz FR. (2001) Observando el desplazamiento del caudal Q, desde la posición inicial 1 a la final 2 se puede hallar la potencia del aprovechamiento. Para ello se harán las siguientes consideraciones:

La presión es igual a:

$$P = \rho * g * H$$

Dónde:

ρ = es la densidad del agua, igual a 1000 Kg/m³

g = es la aceleración de la gravedad en m/s²

H = es la caída en metros

P = potencia es igual a:

$$P = F * v$$

Dónde:

F= es la fuerza

v=Es la velocidad

La fuerza equivale a:

$$F = p * S$$

Dónde:

S =es la sección

La potencia es igual a:

$$P = d * g * H * S * v$$

Conocido que el Caudal es igual a:

$$Q = v * s$$

Se tiene:

Para el agua se tiene las siguientes magnitudes.

$$p = 10^3 * 9.81 \frac{kg}{m^3} * \frac{m}{s^2} H(m) * Q\left(\frac{m^3}{s}\right)$$

Como:

$$kg * \frac{m^2}{s} = N * m = Watt$$

Se tiene que la potencia del recurso es igual a:

$$P = 9.81 \times 10^3 * H * Q (w)$$

$$P = 9.81 * H * Q * n (Kw)$$

Dónde:

P =es la potencia del recurso en kw

Q =es el caudal en m3/seg.

H =es la altura en m

9.81 =es la gravedad.

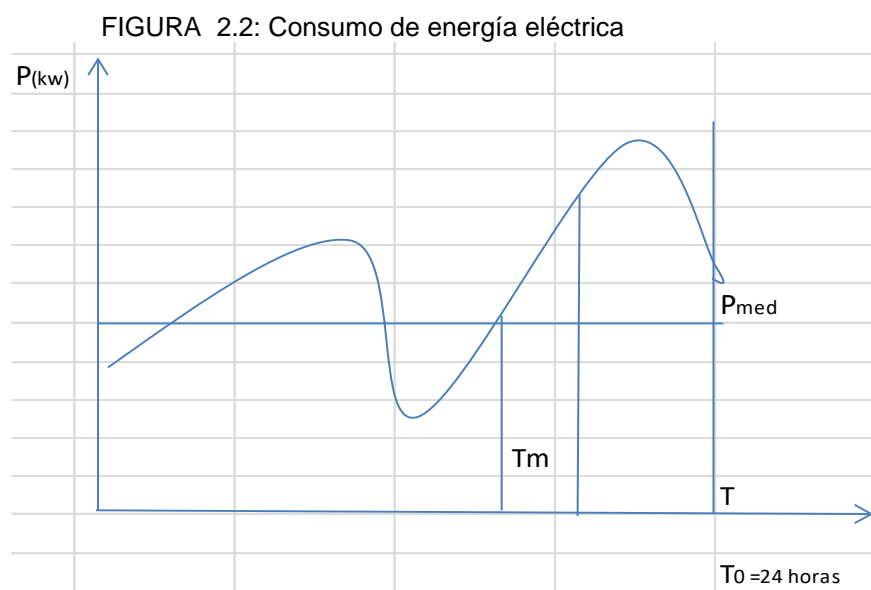
η = es la eficiencia del pequeña central hidroeléctrica

B. ENERGÍA

Ortiz F. R. (2001) Se utiliza la demanda de energía eléctrica de una región dada se observa que durante el día no es constante en el tiempo y presenta un valor máximo P_{max} uno mínimo y uno medio P_{med} .

Estas características indican que la potencia indicada en la pequeña central hidroeléctrica debe de ser superior a la demanda máxima y disponer del suficiente caudal en la corriente de agua para cubrir la demanda de energía en la comunidad.

Las variaciones de la demanda indican que se debe regular el paso de caudal por la turbina Q_i para que este sea proporcional a la potencia demandada P_i .



FUENTE: pequeñas centrales hidroeléctricas (R. Ortiz Flores)

La energía de la demanda EE equivale a:

$$EE = \int P_i dt = \int (9.81 * n * H * Q dt)$$

La potencia media P_{med} equivale a:

$$P_{med} = A/T_0$$

Dónde: A es la energía total en kmh, suministrados durante el tiempo T o en nuestro caso de 24 horas.

Un buen uso de la potencia de la potencia instalada de la PCH, se puede observar con el factor de carga y factor de utilización.

El factor de carga m representa la relación entre la demanda máxima ya la media, este factor equivale a:

$$m = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{A * T_m}{A * T_o} = \frac{T_m}{T_o}$$

Dónde: Pmax es la potencia máxima que se representa durante el tiempo Tm.

El factor de utilización n de la demanda es la relación entre la potencia media P_{med} y la potencia instalada en la PCH P_{inst} ella equivale a:

$$n = \frac{P_{med}}{P_{inst}}$$

Dónde: Pinst es la potencia instalada en la PCH

Con base en el factor de carga y en el factor de utilización se puede concluir que es beneficioso para el proyecto disponer de factores cercanos a la unidad. Valores diferentes indican picos elevados de demanda y una potencia instalada prácticamente sin utilizar.

2.1.2 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Ortiz F R. (2001) Las pequeñas centrales hidroeléctricas son centrales de generación eléctrica, con una potencia de generación mediana a baja. En su mayoría se construyen en zonas aisladas y no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida. Se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo,

en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona en donde se llevara a cabo el proyecto.

El aprovechamiento hidroenergético tendrá que cubrir una demanda de energía eléctrica, la cual puede estar conectada al sistema nacional de interconexión, a un sistema híbrido o estar totalmente aislada. La demanda requerida por la PCH debe ser cubierta durante la totalidad de la vida útil del proyecto. En caso de estar interconectada, la demanda de la PCH puede ser cubierta temporalmente, y esta a su vez puede transmitir sus excedentes de potencia y energía al sistema.

2.1.3 CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

OLADE (1981) Se puede clasificar tomando en cuenta varios argumentos:

- a. Discurrir del agua.
- b. Salto o Caída.
- c. Potencia Instalada.

2.1.3.1 Por el discurrir del agua:

Filo de agua (Agua Fluyente)

- A sin un embalse de regulación
- No disponen de un embalse de regulación importante (regulación diaria por lo general) y utilizan derivación de agua, pueden existir esquemas en cascada.

2.1.3.2 Regulacion (agua embalsada):

REGULACIÓN (AGUA EMBALSADA):

- a) Cuentan con reservorios de regulación importante.

FIGURA 2.3: dique de concreto ciclópeo



FUENTE: Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Federico Cos

2.1.3.3 Por el salto o caída:

1.- De alta presión:

Considera saltos grandes (mayor a 150 metros), por lo general pequeños caudales a ser turbinados (aprox. 20 m³/s), aprovechamientos realizados en zonas de montaña.

2.- De media presión:

Considera saltos y caudales medios (entre 15 a 150 metros y hasta 200 m³/s), aprovechamientos que utilizan por lo general reservorios.

3.- De baja presión:

Considera saltos pequeños (menor a 15 metros), caudales por lo general mayores a 200 m³/s, aprovechamientos en zonas bajas de montaña y valles.

2.1.3.4 Por la potencia instalada:

Cuadro : 2.1 potencia

1.- DE GRAN POTENCIA	Mayores a 50 MW.
2.- DE MEDIA POTENCIA	Entre 1 y 50 MW.
3.- DE BAJA POTENCIA (Minicentrales)	Entre 100 kW y 1 MW.
4.- DE BAJA POTENCIA (Microcentrales):	Menores a 100 kW.

FUENTE: Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Federico Cos.

La Organización Latinoamericana de energía OLADE clasifica las CH de acuerdo a la potencia instalada como de muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.2. Clasificación de PCH según potencia instalada.

POTENCIA (kW)	TIPO
0– 50	Micro central
50– 500	Mini central
500– 5000	Pequeña Central

FUENTE: ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001.

Según la caída las clasifica como se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2.3. Clasificación de PCH según caída.

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

FUENTE: ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001.

El ISA clasifica las centrales hidroeléctricas de acuerdo a su potencia instalada de la siguiente forma.

Tabla 2.4. Clasificación de PCH según potencia instalada ISA.

TIPOS	POTENCIA (MW)
Micro centrales	menores a 0.1
Mini centrales	de 0.1 a 1
Pequeña central hidroeléctrica	de 1 a 10

FUENTE: ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001.

2.1.4 TIPOS DE APROVECHAMIENTO

ESHA (2006) El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento – en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto

De acuerdo con la altura del salto los aprovechamientos pueden clasificarse en.

- ✓ De alta caída: salto de más de 150 m
- ✓ De media caída: salto entre 50 y 150 m
- ✓ De baja caída: salto entre 2 y 20 m

Estos límites son arbitrarios y solo constituyen un criterio de clasificación.

Otra clasificación en función del tipo de central sería la de:

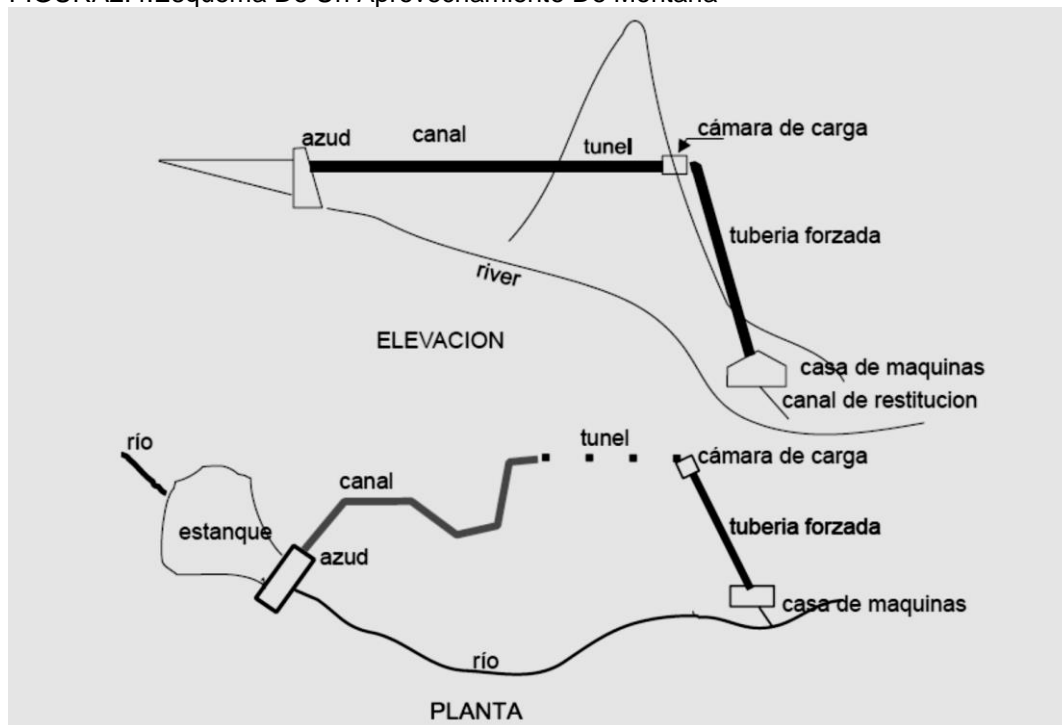
- ✓ Aprovechamientos de agua fluyente
- ✓ Centrales a pie de presa con regulación propia
- ✓ Centrales en canal de riego o tubería de abastecimiento de agua
- ✓ Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

2.1.4.1 Aprovechamientos de agua fluyente

ESHA (2006) Son aquellos aprovechamientos que no disponen de embalse regulador, de modo que la central trabaja mientras el caudal que circula por el cauce del río es superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas, y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor. Dentro de este concepto, y dependiendo de la topografía del terreno, pueden diferenciarse varias soluciones:

Los aprovechamientos de media y alta caída en ríos de fuerte pendiente, utilizan un azud o presa, generalmente de baja altura, que remansa el agua elevando su cota para desviarla hacia una estructura de toma. Desde esta, una tubería a presión conduce el agua directamente a la central. Las tuberías a presión son relativamente caras por lo que esta solución muchas veces tiene un coste elevado. La alternativa es llevar el agua por un canal de poca pendiente, que discurre paralelo al río, hasta la cámara de carga, desde la que una tubería forzada la conduce a presión a la casa de máquinas. Si las características topográficas o morfológicas del terreno no son favorables, el canal puede no ser la solución óptima. En estos casos, una tubería de baja presión, con una pendiente superior a la del canal, puede resultar más económica. A la salida de las turbinas el agua se restituye al cauce mediante un canal de desagüe.

FIGURA 2.4: Esquema De Un Aprovechamiento De Montaña



FUENTE: libro blanco para la generación hidroeléctrica appa, España, marzo 2005

En ocasiones la presa de derivación se dimensiona para crear un pequeño embalse con capacidad para poder turbinar solo en horas punta, en las que el precio pagado por el Kwh. es más favorable. En otras, la cámara de presión puede convertirse en un pequeño depósito regulador, aprovechando las posibilidades que ofrecen hoy los geo textiles.

Los aprovechamientos de baja altura son esquemas típicos de valle, que admiten dos soluciones:

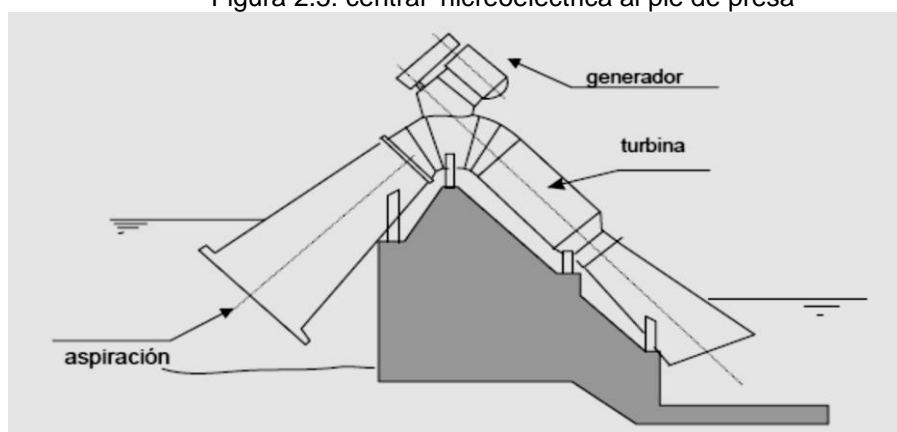
- No existiendo topográficamente altura de salto, este se constituye mediante una presa, generalmente provista de aliviaderos de compuerta radial. En este tipo de centrales, la presa con sus compuertas radiales. la toma de agua y la casa de máquinas propiamente dicha, con su escala de peces adosada, forman una estructura única.
- Si en el curso del río existe una caída, el agua se deriva a un canal, similar al de los aprovechamientos de montaña, que conduce el agua a una cámara de carga de la que sale una tubería forzada corta que alimenta la turbina.

2.1.4.2 Centrales de pie de presa

ESHA (2006) Un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico no puede permitirse la construcción de un gran embalse, dado el elevado coste de la presa y sus instalaciones anexas. No obstante, si existen embalses construidos para otros usos - regulación de caudal, protección contra avenidas, riego, alimentación de agua potable, etc. - se puede generar electricidad con los caudales excedentes, o con los desembalses para riego y abducción de agua, e incluso con el caudal ecológico que está obligado a mantener el embalse.

En este caso es necesario comunicar el nivel de aguas arriba con el de aguas abajo, mediante una estructura hidráulica en la que se inserte la turbina. Si la presa tiene una salida de fondo, la solución es obvia. Si no existiera ninguna toma de agua prevista podría utilizarse una toma por sifón, solución muy elegante que no exige realizar obras de fábrica en la presa y el conjunto puede ser transportado a obra, completamente pre-montado. La solución es adecuada para presas de hasta 10 m de altura y turbinas de no más de 1 MW, aunque exista un ejemplo en Suecia, de una toma de sifón en una central de 11 MW, y varias tomas de sifón con alturas de hasta 30 m en los Estados Unidos.

Figura 2.5: central hicroeolctrica al pie de presa



FUENTE: Libro Blanco para la generación hidroeléctrica APPA, España, Marzo 2005

2.1.4.3 Centrales integradas en redes de agua

ESHA (2006) Existe también la posibilidad de insertar una central hidroeléctrica, para generar electricidad, en una red de agua, existente o en proyecto. En una primera aproximación se contemplan las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y, eventualmente, de navegación, y las estaciones de tratamiento de aguas residuales. Estos aprovechamientos tienen la ventaja de que muchas de las estructuras ya existen, lo que disminuye el coste de la inversión; el impacto ambiental suplementario es prácticamente nulo, y las gestiones burocráticas para la obtención de permisos se simplifican.

2.1.4.3.1 Centrales en canales de irrigación

ESHA (2006) Existen, al menos, dos tipos de esquemas para insertar una central hidroeléctrica en un canal de irrigación:

- Se ensancha el canal para poder instalar en él la toma de agua, la central y el canal de fuga. La figura muestra la solución con una casa de máquinas sumergida equipada con una turbina Kaplan con renvío a 90°.
- Para asegurar el suministro de agua a los regadíos, hay que prever un canal alternativo para cuando se cierre la turbina. La muestra una solución con central no sumergida – el canal de circunvalación (bypass) es visible a la izquierda de la foto - Esta solución hay preverla al diseñar el canal, o construirla aprovechando una remodelación importante del mismo.
- Si el canal está ya en funcionamiento puede acudirse a una solución del tipo de la esbozada en la figura

Como se ve, la toma de agua se hace mediante un aliviadero en pico de pato, para reducir su anchura y facilitar su inserción. Desde la toma el agua es conducida a la turbina por una tubería forzada paralela al canal, al que regresa por el canal de restitución.

2.1.4.3.2 Centrales en sistemas de alimentación de agua potable

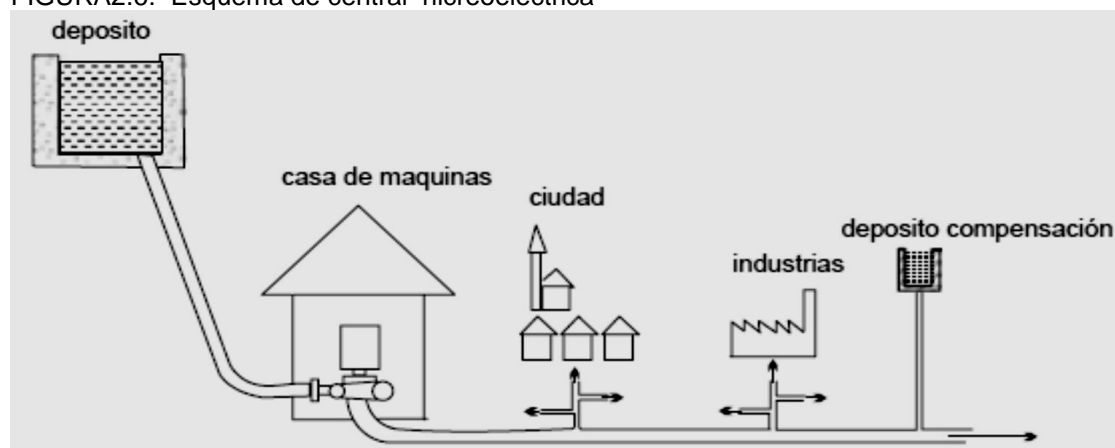
ESHA (2006) La conducción de agua potable a una ciudad se suele plantear como una tubería a presión que conduce el agua desde un embalse a la estación de tratamiento, a cuya entrada, un sistema de válvulas especialmente concebidas para ello se encargan de disipar la energía hidrostática, que en muchos casos es importante.

Existe la posibilidad de disipar esa energía mediante una turbina que la emplea en generar energía eléctrica. En todo caso, previendo el cierre de la turbina – para mantenimiento o para evitar eventualmente su empalme – es necesario prever un circuito paralelo con válvulas disipadoras.

Como la tubería suele ser de gran longitud y en ocasiones no está en muy buenas condiciones, es necesario garantizar que el funcionamiento de las válvulas que gobiernan el cierre de la turbina y la apertura simultánea del circuito paralelo, no dé lugar a presiones transitorias que pongan en peligro la conducción, ni alteren las condiciones en que tiene lugar el suministro. En ocasiones estos aprovechamientos trabajan en contrapresión. Así como en un aprovechamiento convencional, el agua a la salida de la turbina está a la presión atmosférica, aquí está sujeta a la contrapresión de la red o de la estación de tratamiento. La figura

Muestra esquemáticamente la configuración de una central de este tipo que exige un sistema de regulación y control muy particulares.

FIGURA2.6: Esquema de central hidroeléctrica



FUENTE: Libro Blanco para la generación hidroeléctrica APPA, España, Marzo 2005

2.1.4.3.3 Centrales en sistemas de depuración de aguas residuales

ESHA (2006) Dependiendo de la topología de la estación de tratamiento de aguas residuales, la central puede ser ubicada aguas arriba o aguas abajo de la estación. En el primer caso, será necesario hacer pasar las aguas grises a través de un sistema de rejillas y una instalación de decantación para eliminar los sólidos; en el segundo se trata de una instalación prácticamente convencional..

MHyLab cita tres instalaciones: una en Leysin, en el cantón suizo de Vaud, en la que una turbina Pelton de 430 Kw. de potencia, trabaja con agua ya tratada; otra en Le Chable, en la que una turbina Pelton de 447 kW. De potencia alimentada con las aguas residuales de la estación de ski de Verbier, a la entrada de la planta de tratamiento; y otra, en curso de construcción en Amman (Jordania), que en realidad es doble (una central con dos Pelton de 335 kW cada una, alimentadas con agua bruta y otra central con dos Francis de eje vertical de 371 kW, alimentadas con agua ya tratada). Es indudable que la turbina que trabaja con agua bruta está sujeta a un desgaste y una corrosión muy superior a la que trabaja con agua ya tratada. Pero incluso las alimentadas con aguas grises soportan perfectamente el trabajo.

2.2 HIDROLOGÍA

2.2.1 DEFINICIÓN

Aparicio M F. (1998). Es la ciencia natural que estudia al agua, su ocurrencia circulación distribución en la superficie terrestre, sus propiedades químicas y físicas y su relación con el medio ambiente incluyendo a los seres vivos.

Chow, V. T. (1994) Hidrología es la ciencia natural que estudia al agua, su ocurrencia circulación y distribución en la superficie terrestre, sus propiedades químicas y físicas y su relación con el medio ambiente, incluyendo a los seres vivos. Puede considerarse que la hidrológica abarca todas las ciencias hídricas. En una forma más estricta, puede definirse como el estudio del ciclo hidrológico es decir, la circulación ininterrumpida del agua

entre la tierra y la atmósfera. El conocimiento hidrológico se aplica al uso y control de los recursos hidráulicos en los continentes del planeta.

2.2.1.1 Ciclo Hidrológico

Blair (2005). El ciclo hidrológico es el proceso rotativo del agua en la naturaleza y los fenómenos físicos y biológicos que intervienen para el proceso de este ciclo son: precipitación, evaporación, infiltración y escorrentía.

Chow V. T. (1994). El ciclo hidrológico es el foco central de la hidrología. El ciclo no tiene principio ni fin y sus diversos procesos ocurren en forma continua..

Velasco J. (1981). El ciclo hidrológico es la sucesión de etapas que atraviesa el agua al pasar de la atmósfera a la tierra y volver a la atmósfera: evaporación desde el suelo, mar o aguas continentales, condensadas en nubes, precipitación, acumulación en el suelo o masas de agua y re evaporación.

Enfoque de los Problemas Hidrológicos

Villón M. (1993). Los procesos naturales que intervienen en los fenómenos hidrológicos son sumamente complejos, resulta difícil examinarlo mediante un razonamiento deductivo riguroso. No siempre es aplicable una ley física fundamental, para determinar el resultado hidrológico esperado.

Para determinar el resultado hidrológico esperado, es razonable partir de una serie de datos observados, analizarlos estadísticamente y después tratar de establecer la norma que gobierna dicho suceso. Es decir, en hidrología siempre se cuenta con una gran información, su proceso para obtener los datos de diseño, se hacen estadísticamente con una determinada probabilidad de ocurrencia.

2.2.2 CUENCA HIDROLÓGICA

2.2.2.1 Definición

Linsley R. (1972). La cuenca fluvial es el área tributaria hasta un punto determinado sobre una corriente, y está separada de las cuencas adyacentes por una línea divisoria o parte aguas que pueda trazarse sobre mapas o planos topográficos.

Chow V. T. (1994). Una cuenca es el área de terreno que drena hacia una corriente en un lugar dado. O dicho de otra forma, es el área de captación de agua.

Villón M. (1993). La cuenca de drenaje de una corriente, es el área de terreno donde todas las aguas caídas por precipitación, se unen para formar un solo curso de agua. Cada curso de agua tiene una cuenca bien definida para cada punto de su recorrido.

2.2.2.2 Delimitación de una Cuenca

Villón M. (1993). La delimitación de una cuenca, se hace sobre un plano o mapa a curvas de nivel (Escala 1/10000), siguiendo las líneas del divortiumacuarium (parte aguas), la cual es una línea imaginaria, que divide a las cuencas adyacentes y distribuye el escurrimiento originado por las precipitaciones, que en cada sistema de corriente, fluye hacia el punto de salida de las cuencas.

Una cuenca se puede clasificar atendiendo a su tamaño, en cuencas grandes y pequeñas.

Cuenca Grande, es aquella en la que predomina las características fisiográficas de la misma (pendiente, elevación, área, cauce). Una cuenca para fines prácticos, se considera grande cuando el área es mayor de 250 Km².

Cuenca Pequeña, es aquella cuenca que responde a las lluvias de fuerte intensidad y pequeña duración, y en la cual las características físicas (tipo de suelo, vegetación) son mas importantes que la del cauce. Se considera

cuenca pequeña aquella cuya área varíe desde unas pocas hectáreas hasta un límite, que para propósitos prácticos se considera menor de 250 Km².

2.2.2.3 Pendiente de una Cuenca

Villón M. (1993).La pendiente de una cuenca, es un parámetro muy importante en el estudio de toda cuenca tiene una relación muy importante y compleja con la infiltración, la escorrentía superficial, la humedad del suelo y la contribución del agua subterráneo a la escorrentía. Es uno de los factores, que controla el tiempo de escurrimiento y concentración de la lluvia en los canales de drenaje, y tiene una importancia directa en relación a la magnitud de las crecidas.

2.2.2.4 Perfil Longitudinal del Curso de Agua

Villón M. (1993).La importancia de conocer el perfil longitudinal del curso principal, radica en que nos proporciona una idea de las pendientes que tiene el cauce, en diferentes tramos de su recorrido, y que es un factor de importancia para ciertos trabajos, como control de las aguas, punto de captación y evacuación.

2.2.2.5 Red de Drenaje

Villón M. (1993).La red de drenaje de una cuenca, se refiere a las trayectorias o al arreglo que guardan entre sí, los cauces de las corrientes naturales dentro de ella. Es otra característica importante en el estudio de una cuenca, ya que manifiesta la eficiencia del sistema de drenaje en el escurrimiento resultante, es decir, la rapidez con que desaloja la cantidad de agua que recibe. La forma de drenaje, proporciona también indicios de las condiciones del suelo y de la superficie de la cuenca.

Todas las corrientes pueden dividirse en tres clases generales dependiendo del tipo de escurrimiento, el cual está relacionado con las características físicas y condiciones climáticas de la cuenca, que pueden ser:

A. Corriente Efímera.- es aquella que solo lleva agua cuando llueve e inmediatamente después.

B. Corriente Intermitente.- lleva agua la mayor parte del tiempo, pero principalmente en época de lluvias; su aporte cesa cuando el nivel freático desciende por debajo del fondo del cauce.

C. Corriente Perenne.- contiene agua todo el tiempo, ya que aún en época de sequía es abastecida continuamente, pues el nivel freático siempre permanece por arriba del fondo del cauce.

2.2.3 PRECIPITACIÓN

2.2.3.1 Definición

Villón M. (1993).La precipitación, es toda forma de humedad que originándose en las nubes, llega hasta la superficie del suelo en forma de:

- Lluvias
- Granizos
- Garúas
- Nevados

Desde el punto de vista de la ingeniería hidrológica, la precipitación es la fuente primaria del agua de la superficie terrestre y sus mediciones y análisis, forman el punto de partida de los estudios concernientes al uso y control del agua.

2.2.3.2 Medición de la Precipitación

Villón M. (1993).La precipitación se mide en términos de altura de lámina de agua, y se expresa comúnmente en milímetros. Esta altura de lamina de agua, indica la altura de agua que se acumularía en una superficie horizontal, la precipitación permaneciera donde cayó.

Los aparatos de medición son:

a. Pluviómetro

Villón M. (1993). Consiste en un recipiente cilíndrico de lámina, de aproximadamente 20cm de diámetro y de 60cm de alto. La tapa del cilindro es un embudo receptor, el cual se comunica con una probeta de sección diez veces menor que la de la tapa.

Esto permite medir la altura de la lluvia en la probeta, con una aproximación hasta decimos de milímetros, ya que cada centímetro medido en la probeta corresponde a un milímetro de altura de lluvia, generalmente se acostumbra medir cada 24 horas.

b. Fluviógrafo

Villón M. (1993). Es un instrumento, que registra la altura de lluvia en función del tiempo, lo cual permite determinar la intensidad de la precipitación, dato importante para el diseño de estructura hidráulicas.

Los fluviógrafos más comunes son de forma cilíndrica, y el embudo receptor está ligado a un sistema de flotadores, que origina el movimiento de una aguja sobre un papel registrador, montado a un sistema de un reloj, como el papel registrador tiene un cierto rango en cuanto a una altura de registro, una vez que la aguja llega al borde superior, automáticamente regresa al borde inferior y sigue registrando. El gráfico resultante recibe el nombre de pluviograma.

2.2.3.3 Precipitación Media sobre una Zona

Villón M. (1993). Dice que en general, la altura de precipitación que cae en un sitio dado, difiere de la que cae en los alrededores, aunque sea en sitios cercanos.

Los pluviómetros registran la lluvia puntual, es decir, la que se produce en el punto en la que está instalada el aparato. Para muchos problemas hidrológicos, se requiere conocer la altura de la precipitación media de una zona, la cual puede estar referida a la altura de precipitación, diaria, mensual, anual, media mensual, media anual.

- Altura de precipitación diaria, es la suma de las lecturas observadas en un día.
- Altura de precipitación media diaria, es el promedio aritmético de las lecturas observadas en un día.
- Altura de precipitación mensual, es la suma de las alturas diarias, ocurridas en un mes.
- Altura de precipitación media mensual, es el promedio aritmético de las alturas de precipitación mensual, correspondiente a un cierto número de meses.
- Altura de precipitación anual, es la suma de las alturas de precipitación mensual, ocurridas en un año.
- Altura de precipitación media anual, es el promedio aritmético de las alturas de precipitación anual, correspondiente a un cierto número de años.

2.3 GEOLOGÍA

2.3.1 SUELOS

Juárez B. (1999). Es común creencia la de que el suelo es un agregado de partículas orgánicas, no sujeta a ninguna organización. Pero en realidad se trata de un conjunto con organización definida y propiedades que varían “vectorialmente”

La palabra suelos representa todo tipo de material terroso, desde un relleno de desperdicio, hasta areniscas parcialmente cementadas o lutitas suaves. Quedan excluidos de la definición las rocas sanas, ígneas o metamórficas y los depósitos sedimentarios altamente cementados, que no se ablanden o desintegren rápidamente por acción de la intemperie. El agua contenida juega un papel tan fundamental en el comportamiento mecánico del suelo, que debe considerarse como parte integral del mismo.

2.3.1.1 Agentes Generadores del Suelos

Juárez B. (1999). La corteza terrestre es atacada principalmente por el aire y las aguas siendo los medios de acción de estas sustancias sumamente variados. Sin embargo, en último análisis, todos los mecanismos de ataque pueden incluirse en dos grupos: desintegración mecánica y descomposición química.

El termino desintegración mecánica se refiere a la intemperización de las rocas por agentes físico, tales como cambios periodísticos de temperatura, acción de la congelación del agua en las juntas y grietas de las rocas, efectos de organismos, plantas etc. Por estos fenómenos las rocas llegan a formar arenas o, cuando mucho, limos y solo en casos especiales arcillas.

El termino desintegración química se entiende la acción de agentes que atacan las rocas modificando su constitución mineralógica o química principal agente es, desde luego , el agua y los mecanismos de ataque más importante son la oxidación, la hidratación y la carbonatación. Los efectos químicos de la vegetación juegan un papel no despreciable. Estos mecanismos generalmente producen arcillas como último producto de descomposición. Todos los efectos anteriores suelen acentuarse con los cambios de temperatura, por lo cual es frecuente encontrar formaciones arcillosas de importancia en zonas húmedas y cálidas, mientras que son típicas de zonas más frías formaciones arenosas y limosas, más gruesas.

2.3.1.2 Suelos Residuales y Transportados

Juárez B. (1999). Los productos del ataque de los agentes de intemperismo pueden quedar en el lugar, directamente sobre la roca de la cual se derivan, dando así origen a suelos llamados residuales. Pero esos productos pueden ser removidos del lugar de formación, por los mismos agentes geológicos y depositados en otra zona. Así se generan suelos que sobre yacen sobre otros estratos sin relación directa con ellos; a este suelo se les denominan transportados.

2.3.2 CLASIFICACIÓN DE LA GEOMORFOLOGÍA

2.3.2.1 Geomorfología Estructural

Trata de los fundamentos litológicos y tectónicos que definen el relieve en la Tierra, de las formas estructurales elementales, de las grandes unidades morfoestructurales y sus contactos, y de las relaciones de la hidrografía con la estructura geológica.

2.3.2.2 Geomorfología Dinámica

Trata de los procesos elementales de erosión, de los grandes agentes de transporte y de la naturaleza de la erosión, que integra la erosión antrópica y los procesos morfogénéticos.

2.3.2.3 Geomorfología Climática

La geomorfología climática trata de la influencia del clima en la morfogénesis, de los grandes dominios morfoclimáticos, y de las herencias de los sistemas morfoclimáticos del pasado.

2.4 TOPOGRAFÍA

2.4.1 DEFINICIÓN

Es una ciencia aplicada que se encarga de determinar las posiciones relativas o absolutas de los puntos sobre la tierra así como la representación en un plano a una escala adecuada por otro lado se puede indicar que la topografía estudia las mediciones y procedimientos para graficar el terreno y representar en forma analítica o grafica a una escala adecuada, ejecuta también trazos y replanteos sobre la superficie de un terreno aplicado a las obras de ingeniería así como proyectos de carreteras, canales, irrigaciones y saneamientos etc.

2.4.2 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

Para que tenga éxito un levantamiento primero se tendrá que realizar una planificación seguidamente conformar su estructura (redes de apoyo) luego en base a las redes de apoyo se puede realizar las mediciones tomando detalles de todos los accidentes topográficos finalmente la estructura del plano deberá estar enlazado a los puntos topográficos o a la red geodesia nacional

2.4.3 COTAS DEL TERRENO

Joan F. y Olivera (1995). Se llama cotas de terreno al número que en los mapas topográficos representa la altura de un determinado punto geográfico sobre el nivel del mar.

2.4.4 CURVAS DE NIVEL

Barrera P. (1994). La topografía se muestra gráficamente por curvas de nivel. Cada curva de nivel es una línea continua, la cual forma una figura cerrada, ya sea dentro o más allá de los límites del mapa o del dibujo (cuando estas líneas cruzan una característica vertical hecha por el hombre, tal como una pared o gradas, esa curva de nivel se superpondrá con esa característica en el plano). Todos los puntos de la curva de nivel están a la misma elevación y todas las curvas de nivel están separadas en un mapa por el intervalo de la curva, el cual es la diferencia en elevación entre las curvas.

Se requiere de dos o más curvas de nivel para indicar una forma tridimensional y la dirección de una pendiente. La dirección de la pendiente es siempre perpendicular a las curvas de nivel y por lo tanto, cambia de acuerdo al cambio de dirección de las curvas

2.4.5 COORDENADAS

Los puntos de referencia son vitales cuando se trata de describir la localización de un objeto o lugar en el espacio, es así como en las ciudades se nombran calles y vecindarios y en el campo, las parcelas y caminos. Para localizar por ejemplo una casa buscamos los puntos de referencia cercanos a ella y la numeramos para individualizarla de las casas vecinas, es decir les damos una dirección o coordenadas.

En astronomía se han ideado varios sistemas de coordenadas para ubicar los objetos, unos relacionados con la posición del individuo (relativos) y otros con respecto a puntos de referencia.

2.4.5.1 Coordenadas Geográficas

Joan F. y Olivera (1995). Cada una de las magnitudes que determinan la posición de un punto en un sistema de referencia. Cada uno de los valores de latitud y longitud que indican la situación relativa de un punto sobre la superficie de un globo.

2.4.5.2 Coordenadas UTM

Joan F. y Olivera (1995). Abreviación de Universal Transversal Mercator. Es una proyección cilíndrica conforme transversal utilizada para cartografiar series topográficas de gran escala.

Latitud: Líneas imaginarias paralelas que circundan el globo tanto al norte como al sur del ecuador. Los polos están ubicados a 90 grados de latitud Norte y Sur y el ecuador a cero grados (0) de latitud

Longitud: Lugar al este u oeste al que se le asigna cero (0) grados de longitud en referencia al meridiano de origen (Greenwich). La distancia entre las líneas imaginarias de longitud es mayor en el ecuador y menor en las latitudes altas, intersectándose todas en los polos.

2.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Una vez obtenido de los hidrogramas originales y de doble masa los periodos de posible corrección y los periodos de datos que se mantendrán con sus valores originales y las cuales se modificaran, se procederá a analizar estadísticamente los periodos tanto en la media como en la desviación estándar.

2.5.1 ANÁLISIS DE CONSISTENCIA

Aliaga V. (1986): El análisis de consistencia es una técnica que permite detectar, corregir y eliminar errores sistemáticos y aleatorios que se presentan en series hidrometeorológicas, la serie analizada debe ser homogénea, consistente y confiable.

La no homogeneidad e inconsistencia en series hidrológicas, son causadas por errores aleatorios y sistemáticos.

Los errores aleatorios se presentan a causa de la inexactitud en las mediciones, mala lectura, mal funcionamiento del instrumento, errores de copia, etc.

Los errores sistemáticos son los de mayor importancia como consecuencia de los mismos, los datos pueden ser incrementados o reducidos sistemáticamente y pueden ser naturales, artificiales u ocasionados por la mano del hombre.

La no homogeneidad e inconsistencia en la serie histórica puede producir errores significativos en todos los análisis futuros y se obtendría resultados altamente sesgados.

La no homogeneidad e inconsistencia en la serie histórica se presentan en forma de saltos y/o tendencias (fig nº 2.1 y 2.2).

Antes de realizar el modelamiento matemático de cualquier serie hidrológica es necesario efectuar el análisis de consistencia, con el fin de obtener una serie homogénea, consistente y confiable.

2.5.1.1 Análisis visual de hidrogramas

Consiste en analizar visualmente la información histórica mediante un hidrogramaploteada en coordenadas cartesianas, en el eje de las abscisas se plotea el tiempo y en el eje de las ordenadas las variables hidrometeorológicas. La apreciación visual de estos gráficos permite observar la distribución de las precipitaciones con respecto al tiempo e indica el periodo o periodos dudosos o confiables, lo cual se puede reflejar como saltos o tendencias.

Los periodos dudosos y confiables se pueden analizar en diversas formas:

- Cuando se tiene estaciones vecinas se comparan sus hidrogramas y se ve cual periodo varía notoriamente uno respecto al otro.

- Cuando se tiene una sola estación, esta se divide en varios periodos y se compara con la información obtenida en el campo, tratando de no confundir un salto con una sequía prolongada de varios años o con la ocurrencia de varios periodos húmedos.
- Cuando se tiene datos de escorrentía y precipitación, se comparan los hidrogramas, los cuales deben tener el comportamiento similar.
- En la mayoría de los casos, se debe mantener en lo posible el periodo más largo como más confiable.

2.5.1.2 Análisis de doble masa

Llamado también análisis de dobles acumulaciones, detecta la inconsistencia en la información hidrometeorológica mediante los puntos de quiebres que se presentan en los diagramas. El análisis se realiza con dos o más series de datos. El procedimiento para el análisis es como sigue:

- Calcular la información anual acumulada de cada estación y el promedio anual acumulado de la información de todas las estaciones.
- Plotear los valores obtenidos en el paso anterior en sistema de coordenadas cartesianas, en el eje de las abscisas el promedio de la información anual acumulada y en el eje de las ordenadas la información anual acumulada de cada estación.
- Del paso anterior seleccionar la estación que presenta menos puntos de quiebres como la más confiable y denominado como estación base.
- La información anual acumulada de la estación base se plotea en el eje de las abscisas y en el eje de las ordenadas cada una de las demás estaciones. En estos gráficos se define los quiebres que pueden ser significativos o no para su posterior análisis estadístico.
- Solo para efectos del análisis de doble masa, la información incompleta se llena con el promedio mensual, si el análisis es mensual.

2.5.2 ANÁLISIS DE SALTOS

2.5.2.1 Consistencia en la media

Mediante la prueba estadística T de students, se analiza si los valores promedios (\bar{X}_1, \bar{X}_2) de las submuestras son estadísticamente iguales o diferentes con un 95% de nivel de significancia de la siguiente forma:

- Cálculo de la media y desviación estándar para cada periodo.
- Calculo de Tc
- Calculo de Tt
- Comparación de Tc con el Tt

2.5.2.2 Consistencia en la desviación estándar

Se realiza mediante la prueba estadística “F” de Fisher, si las desviaciones estándar (S_1, S_2) de las submuestras son estadísticamente iguales o diferentes con un 95% de nivel de significancia, de la siguiente forma:

- a. Cálculo de las variaciones de ambos periodos.
- b. Calculo de Fc
- c. Calculo de Ft
- d. Comparación de Fc con Ft

2.5.2.3 Corrección de los datos

Si los parámetros de la media y desviación estándar resultan estadísticamente iguales, entonces la información original no se corrige por ser consistente con 95% de probabilidad, aun cuando en el análisis de doble masa presenta pequeños quiebres. En caso contrario se debe corregir los datos de las submuestras.

2.5.3 ANALISIS DE TENDENCIAS

2.5.3.1 Tendencia en la media

La tendencia en la media T_m puede ser expresada en forma general por la ecuación polinomial siguiente:

$$T_s = A_s + B_s t + C_s t^2 + D_s t^3 + \dots$$

2.5.3.2 Tendencia en la desviación estándar

Generalmente la tendencia en la desviación estándar se presenta en los datos semanales o mensuales, pero no en los datos anuales.

2.5.4 COMPLETACION DE DATOS METEOROLÓGICOS

Muchas estaciones de precipitación y descargas tienen periodos faltantes en sus registros, debido a la ausencia del observador o a fallas instrumentales. A menudo es necesario estimar alguno de estos valores faltantes para lo cual existen muchas formas de suplir estas deficiencias y el grado de aceptación de uno de estos métodos va a depender de la cantidad de observaciones faltantes en el registro de datos.

2.5.5 COMPLETACION DE DATOS MEDIANTE REGRESION LINEAL SIMPLE

Posiblemente el modelo más común usado en hidrología está basado en la asunción lineal entre dos variables. El objetivo de este análisis es establecer una relación lineal entre la variable independiente "X" y la variable dependiente "Y": $Y = \alpha + \beta X$. En este modelo α y β representan valores reales, sin embargo será necesario preguntarnos, que valores de α y β son los más representativos para el modelo. Un criterio intuitivo nos conduce a que α y β deben tener valores que minimice la desviación entre los valores observados Y y los valores predichos \hat{Y} , siendo los estimadores de α y β a y b respectivamente.

$$\sum(Y - \hat{Y}) = \sum e = \sum(Y - \hat{\alpha} - \hat{\beta}X) = \sum(Y - a - bX)$$

La $\sum e \cong 0$ puede ser positivo o negativo, por lo que este criterio no es del todo conveniente dado que en la ecuación $Y = a + bX$, la $\sum e$ será igual a cero si la recta pasa por dos puntos. La $\sum e$ será también cero cuando la recta sobrestima un punto en la misma proporción que subestime el otro punto y de ese modo se tienen una infinidad de líneas que hagan $\sum e \cong 0$.

La línea $Y = a + bX$ es comúnmente conocida como a línea de regresión de Y en X . El procedimiento de determinación de a y b se conoce como regresión simple.

CAPITULO III: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 MÉTODOS Y TÉCNICAS:

Para ello, daremos los siguientes pasos, intentando en todo momento aprovechar los medios existentes:

- ✓ Recopilar, preparar e interpretar la información básica para proyectar una pequeña central hidroeléctrica en el río Macusani.
- ✓ Investigación bibliográfica. Investigación en Internet, Manuales, Catálogos entre otros.
- ✓ Desarrollo de cálculos, dibujos. Realizar un diseño aproximado de todos los elementos de que consta la pequeña central, tanto los pertenecientes a la obra civil como los equipos e instalaciones eléctricas.
- ✓ Cálculos y Resultados Teóricos. Desarrollar un presupuesto orientativo del proyecto, y analizar su viabilidad.

3.1.1 METODOLOGÍA:

La metodología de investigación que se plantea para el desarrollo del presente Proyecto de Tesis, es el método descriptivo y de aplicación. Esto nos permitirá culminar de manera satisfactoria el estudio del proyecto de diseño de pequeña central de generación hidroeléctrica, de 1.54MW. De potencia, además de permitirnos experimentar y determinar la comprobación de las hipótesis planteadas para finalmente concluir y recomendar alcances al desarrollo del presente trabajo de tesis del tipo tecnológico.

En cuanto se refiere al aspecto descriptivo, se determinara las bondades que brindara la generación hidroeléctrica de 1.54MW de potencia, ello gracias a que se estableció propuestas bien definidas para cumplir con los objetivos que se planteó.

3.1.2 OPERACIONALIZACION DE VARIABLES

Dado que la función de las hipótesis es explicitar las variables objeto de investigación, es necesario conceptualizar y operacionalizar todas las variables de estudio ya sean independientes o dependientes

Tabla 3.1 Variables dependientes e independientes

VARIABLE	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ÍNDICE
Caudal Variable Independiente	Volumen de fluido por unidad de tiempo, para ser turbinada	Metros cúbicos por segundo	Q
Altura Variable Interviniente	Salto de agua con respecto a la turbina	Metros	H
Carga Variable Independiente	Potencia a ser consumida o de demanda	Watt	P
Diseño de presa Variable interviniente	Final del canal, depósito de agua para ser turbinada	Metros cúbicos	m ³
Tubería forzada Variable dependiente	Ducto con agua direccionada hacia la turbina	Altura en Metros	m
Elección de Turbina Variable dependiente	Convertir la presión de agua ejercida por el salto de agua en energía mecánica	Eficiencia	%
Selección de Generador Variable dependiente	Maquina rotatoria encargada de convertir energía mecánica en eléctrica	Capacidad de potencia Watt	W
Corriente Variable dependiente	Circulación de electrones generadas por el dinamo	Amperios	A
Tensión Variable dependiente	Fuerza generada para la circulación de corriente	Voltios	V
Frecuencia Variable dependiente	Función de la velocidad del generador	Hertz	f
Potencia Variable dependiente	Capacidad de generación	Mega Watt	Mw
Sección de conductor Variable dependiente	Diámetro sufriendo para conducir la electricidad	Diámetro	mm ²
Presión Variable dependiente (sobrepresiones por efecto de golpe de ariete)	Fuerza ejercida por el agua y la atmosfera	Pascales	Pa
f	Velocidad angular	Revoluciones por minuto	rpm

Fuente: elaboración propia

3.1.3 VARIABLES DEL PROYECTO

En el proceso del diseño, fabricación y ensamblaje de la planta de generación hidroeléctrica se evaluará las variables dependientes, intervinientes e independientes significativas y relevantes las cuales son:

Tabla: 3.2 Variables del proyecto

VARIABLES INDEPENDIENTES	VARIABLES DEPENDIENTES
Caudal (Q)	Potencia (P)
Salto(H)	energía (E)

Fuente= elaboración Propia

3.1.4 PLANIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN APROVECHAMIENTO

El estudio de un aprovechamiento constituye un proceso complejo e iterativo, durante el cual, se comparan desde una óptica económica, pero sin perder de vista su impacto ambiental, los diferentes esquemas tecnológicos posibles, para terminar escogiendo el que más ventajas ofrece. Las posibles soluciones tecnológicas vienen condicionadas además de por los factores como por la topografía del terreno y por la sensibilidad ambiental de la zona. Así pues, aunque es difícil elaborar una guía metodológica para la evaluación de un aprovechamiento, sí se pueden indicar los pasos fundamentales que hay que seguir, antes de proceder o no a un estudio detallado de factibilidad, y se pueden definir como:

- Identificación topográfica del lugar, incluido el salto bruto disponible
- Evaluación de los recursos hidráulicos, para calcular la producción de energía
- Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo
- Turbinas hidráulicas, generadores eléctricos y sus equipos de control.
- Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas correctoras
- Estudio económico del aprovechamiento y vías de financiación y Conocimiento de los requisitos institucionales y de los procedimientos administrativos para su autorización.

Para estudiar el aprovechamiento es necesario comenzar por evaluar su potencial energético, que es una función del caudal que se puede turbinar y del salto disponible - distancia medida en vertical, entre el nivel de la lámina de agua en la derivación y a la salida de la turbina.

4.1.1.1 Principio de funcionamiento de una pch

Aprovechando la caída del recurso hídrico se genera energía en una PCH usando la energía potencial del caudal Q al final de la caída H, ésta se transforma posteriormente en energía mecánica en la turbina y finalmente en energía eléctrica en el generador.

4.1.1.2 Potencia

Teniendo en cuenta el desplazamiento del caudal Q desde el punto 1 al punto 2 se encuentra la potencia del aprovechamiento.

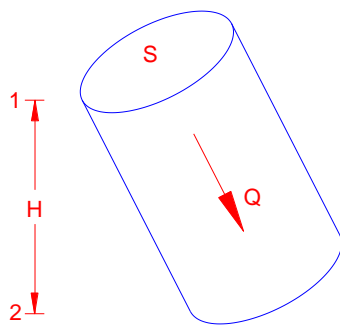


Figura.3.3: Representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar el potencial del recurso. Fuente: ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas.

FUENTE: pequeñas centrales hidroeléctricas (R. Ortiz Flores)

Tabla: 3.3 fórmulas para el calculo

Presión: $P = d \times g \times H$	Donde d : Es la densidad del agua (1000kg/m ³) g : Es la aceleración de la gravedad en 9.8 m/s ² H : Es la caída en metros
Potencia: $P = F \times V$	Donde F : Es la fuerza V : Es la velocidad
Fuerza: $F = p \times S$	Donde S : Es la sección
La potencia es:	$P = d \times g \times H \times S \times v$
Como el caudal es:	$Q = V \times S$
Tenemos: $P = d \times g \times H \times Q$	

$$P = 10^3 * 9.81 \frac{kg}{m^3} * \frac{m}{s^2} * H(m) * Q \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

(3.4)

$$kg * \frac{m^2}{s} = N * m = W$$

<p>Finalmente la potencia es:</p> $P = 9.8 * 10^3 * H * Q \text{ (w)}$ $P = 9.8 * H * Q * \eta \text{ (kW)}$	<p>Donde</p> <p>P : Es la potencia del recurso en kW</p> <p>Q : Es el caudal en m3</p> <p>H : Es la altura en m</p> <p>9.8 : Aceleración de la gravedad en m/s2</p> <p>η : Es la eficiencia de la PCH</p>
--	---

FUENTE: pequeñas centrales hidroeléctricas (R. Ortiz Flores)

CAPITULO IV: CARACTERÍSTICAS DE AREA DE INVESTIGACIÓN

4.2 ESTUDIOS

Para construcción de La central hidroeléctrica es necesario elaborar varios estudios con el fin de identificar los posibles aprovechamientos hídricos, seleccionarlos y optar por el óptimo para su diseño.

Con el fin de identificar los posibles aprovechamientos hídricos se realiza un estudio

4.2.1 ESTUDIO DE MERCADO

4.2.1.1 Características generales del mercado eléctrico

Actualmente existe en el Distrito de Macusani una necesidad urgente de la disposición permanente de energía eléctrica, tanto en el ámbito urbano como rural, es así que existe 11,135.00 habitantes, y el 28% de las viviendas no disponen de este servicio, lo cual no solo significa que tienen una limitada calidad de vida, sino también que sus posibilidades de crecimiento en todos los aspectos son mínimas. Por otro lado para establecer las bases en las actividades locales como la Agricultura, ganadería, minería y la transformación industrial, puntos fundamentales para el desarrollo económico y fuentes importantes de empleo; son necesarias ciertas condiciones de disponibilidad, calidad y precio en el suministro.

La energía eléctrica es uno de los principales pilares para lograr el desarrollo de la localidad de Macusani, no existe industria o comercio que no necesite energía eléctrica para operar o mejorar su servicio o producto.

4.2.1.2 Área geográfica que abarca el análisis de mercado

La implementación de la nueva pequeña central hidroeléctrica tendrá como mercado el distrito de Macusani con sus 02 centros poblados y 06 comunidades, el nivel de tensión en la localidad de Macusani es de 22,9kv y 13kv en sus comunidades

4.2.1.3 Población.

La población del distrito de Macusani de acuerdo al Censo realizada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática INEI, para el año 2005 se tiene una población de 10,950 habitantes, mientras que para el año 2006 esta fue de 11,135 habitantes, con una tasa de crecimiento ínter censal (2005-2006) de 1.69%; tal como se observa en el cuadro adjunto.

CUADRO 4.1: población total y tasas de crecimiento provincia Carabaya

DISTRITOS	POBLACIÓN				TC	POBLACIÓN	
	1993	%	2005	%		2006*	%
Macusani	8,957	19.15%	10,95	16.51%	1.69%	11,135	16.31%
Ajoyani	1,563	3.34%	2,104	3.17%	2.51%	2,157	3.16%
Ayapata	4,864	10.40%	6,82	10.28%	2.86%	7,015	10.27%
CoasaC	6,684	14.29%	8,897	13.42%	2.41%	9,112	13.35%
orani	2,868	6.13%	3,581	5.40%	1.87%	3,648	5.34%
Crucero	6,633	14.18%	8,761	13.21%	2.35%	8,967	13.13%
Ituata	5,194	11.10%	6,075	9.16%	1.31%	6,155	9.02%
Ollachea	3,583	7.66%	5,128	7.73%	3.03%	5,284	7.74%
SanGabán	3,554	7.60%	4,243	6.40%	1.49%	4,306	6.31%
Uscayos	2,877	6.15%	9,757	14.71%	10.71%	10,802	15.82%
⁰⁰⁰ PROVINCIA	46,777	100.00%	66,316	100.00%	2.95%	68,273	100.00%

Población estimada según Tasa de crecimiento Intercensal

FUENTE: Instituto Nacional de Estadística e Informática - 2005

Elaboración Iarm 2007

4.2.1.4 Proyección de la Demanda

4.2.1.4.1 Estimación de la demanda actual.

Actualmente en el distrito de Macusani existen 2800 usuarios, con el servicio de energía eléctrica, representando el 72%, 1089 usuarios sin servicio de energía eléctrica que representa el 28%, haciendo un total de 3889 usuarios representando un 100%, incluido sus centros poblados y sus comunidades.

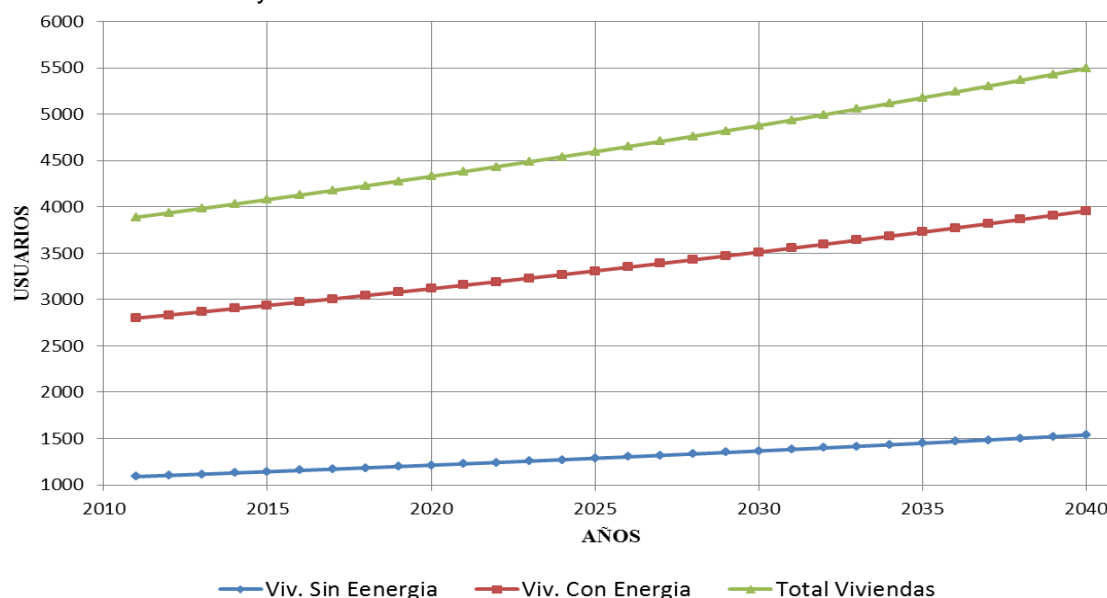
TABLA 4.2: Calculo de la demanda actual

Tipo de Carga	Pot. Max.	Carga Diurna			Carga Nocturna		
	(kW)	m	N	kW	m	n	kW
Doméstica	1166.7	0.50	0.80	466.67	0.80	0.80	746.67
Comercial	4.5	0.50	0.80	1.80	0.80	0.80	2.88
Institucional	2.0	0.70	0.80	1.12	0.50	0.80	0.80
Industrial	10	0.70	0.80	5.60	0.70	0.80	5.60
Alumbrado Público	2.8	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	2.80
		Total Diurno		475.2	Total Nocturno		758.7

Método ITDG (donde m: factor de planta y n: factor de utilización)

Luego analizando el crecimiento de usuarios

FIGURA 4.1: Proyección de crecimiento



FUENTE: elaboración propia

4.2.1.4.2 Proyección de la demanda de energía

Las proyecciones de energía para el distrito de

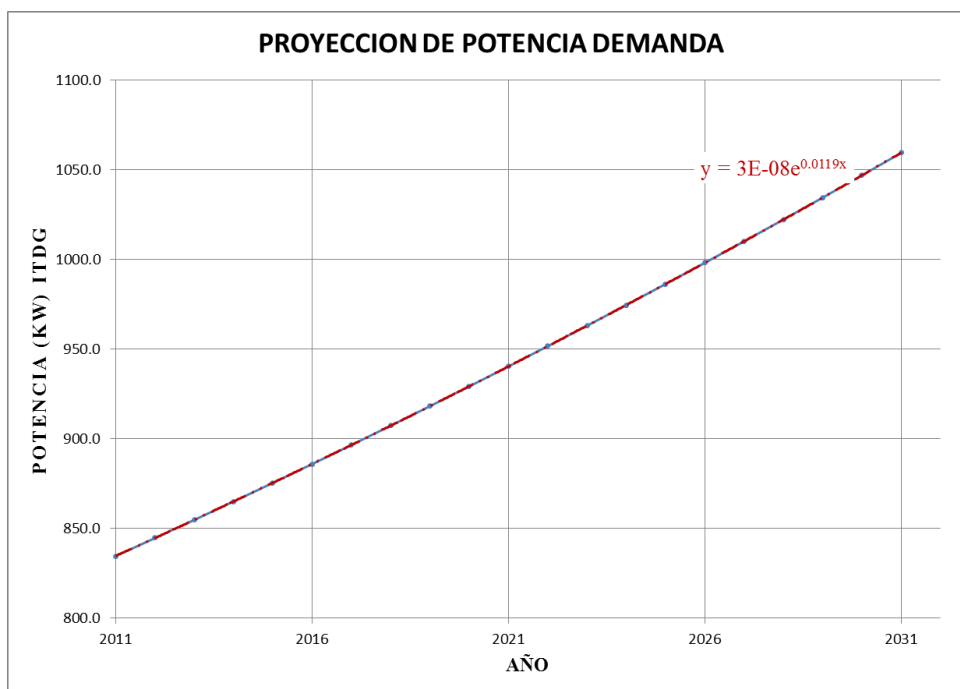
Macusani, setomó unatasadecrecimiento de 1.2%.

TABLA 4.3: Proyección de la demanda

Año	ITDG (kW)	ITDG (kWh)
2011	834.6	4,386,770
2012	844.6	4,439,411
2013	854.8	4,492,684
2014	865.0	4,546,596
2015	875.4	4,601,155
2016	885.9	4,656,369
2017	896.5	4,712,246
2018	907.3	4,768,792
2019	918.2	4,826,018
2020	929.2	4,883,930
2021	940.4	4,942,537
2022	951.6	5,001,848
2023	963.1	5,061,870
2024	974.6	5,122,612
2025	986.3	5,184,084
2026	998.2	5,246,293
2027	1010.1	5,309,248
2028	1022.3	5,372,959
2029	1034.5	5,437,435
2030	1046.9	5,502,684
2031	1059.5	5,568,716

FUENTE: Elaboración propia

FIGURA 4.2: Proyección de la Demandada de Potencia



FUENTE: Elaboración Propia

Como observamos nuestra potencia está entre los rangos [834.6 – 1059.5] esto es menor de 1.54MW

4.2.1.5 Costos

El análisis que se presenta obtiene un costo por el KW instalado con el cual se puede realizar el cálculo del costo total en diferentes potencias, que son los diferentes escenarios posibles en los que se realiza el análisis, debido a que los precios en firme del mercado solo se obtienen cuando el proyecto se vaya a construir, por lo que esta es la manera más aconsejable para tener una primera aproximación en el diseño de una pequeña central hidroeléctrica y poder establecer la alternativa económicamente más rentable.

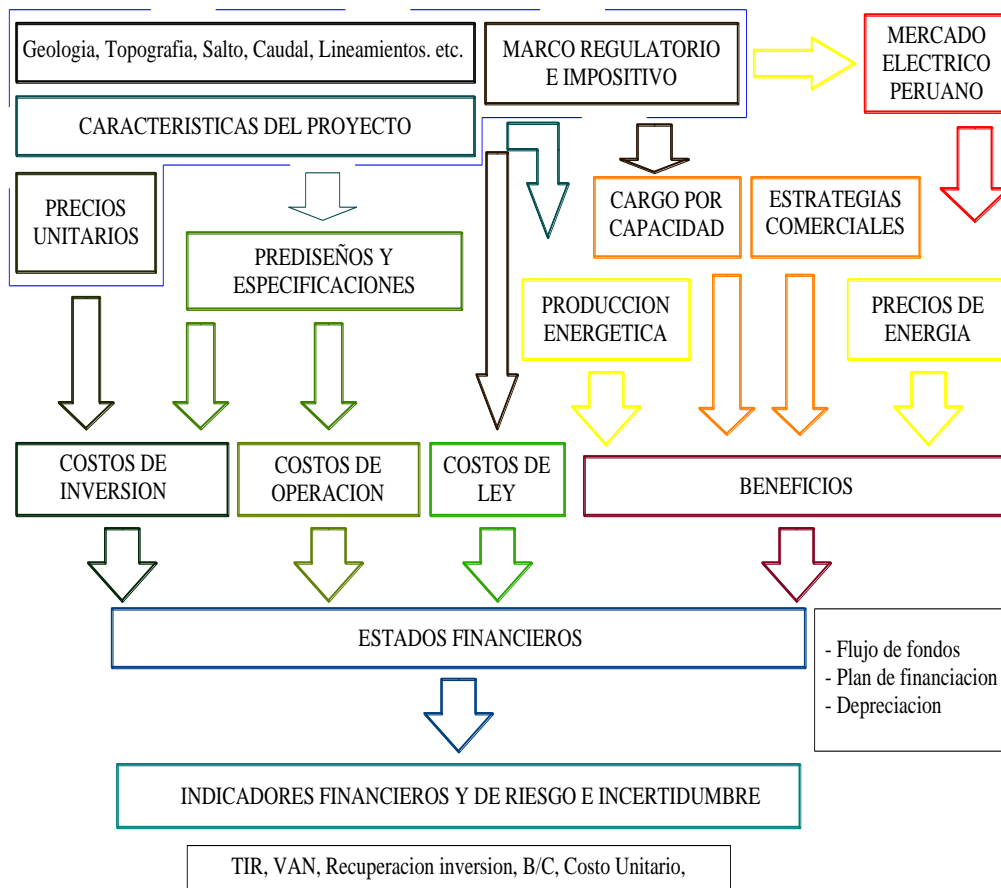
La metodología propuesta se ilustra mediante el diseño e implementación de un modelo de análisis de inversiones en PCHs, que para los propósitos de éste trabajo corresponden a capacidades menores de 30 MW, basado en la interrelación entre algoritmos para el dimensionamiento y optimización de las principales obras civiles y equipos eléctricos y mecánicos de la central; modelos de simulación del mercado eléctrico a través de la generación de escenarios hidrológicos y de expansión de la generación nacional; modelos simulación de la operación de la central bajo las anteriores condiciones del mercado y modelos de análisis financiero que consideran explícitamente el manejo de condiciones de riesgo e incertidumbre en el costo de inversión, la hidrología, el mercado eléctrico y el mercado de capitales.¹

4.2.1.6 Modelo de análisis de inversión

La herramienta propuesta en este trabajo evalúa la viabilidad y rentabilidad de PCH's, a partir de la estimación de los costos asociados a obras civiles y equipos básicos de generación y de los beneficios asociados a las ventas de la energía generada por el proyecto. En la Figura se presenta un esquema que ilustra la dinámica de la evaluación de la inversión de PCHs, en donde el objetivo final de la evaluación es determinar indicadores financieros que permitan comparar y calificar la inversión; éstos indicadores se obtienen a partir de los estados financieros del proyecto, los

cuales son construidos en el modelo tanto para el período pre-operativo o de construcción como para el período operativo; éstos indicadores se estiman a partir de los beneficios y costos del proyecto analizado.

Figura 4.2. Modelo De Análisis De Inversión



FUENTE: Guía para estudio de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (Diego Camilo Mora y Jorge Mauricio Hurtado Pontificia Universidad Javeriana 2008)

4.2.1.7 Beneficios del proyecto

Los beneficios del proyecto son debidos a sus ventas de energía, las cuales pueden ser realizadas a precios de bolsa o a través de contratos, el estimativo de éstas se obtiene a partir de su producción energética, de sus estrategias de comercialización y de los precios del mercado de energía tanto en bolsa, como en contratos de mediano y largo plazo. Igualmente dependiendo de la estrategia de comercialización y operación la planta puede recibir remuneración por capacidad disponible.

4.2.1.7.1 Determinación del costo de energía

Para determinar el costo de la energía consumida se determinó el consumo diario, para luego calcular el consumo anual y multiplicarlo por el valor vigente del Kw-h, esto a precio del que utilizan los pobladores, en este caso la compra de energía eléctrica a la empresa concesionaria.

TABLA4.4: Determinación del costo de energía

Potencia instalada kw	1544
Factor de carga	60%
Factor de perdidas	10%
Costo unitario s/./kw	3,758
Energía consumida en un día (Kw.-h.)	926.4
Producción anual (Kw .h.)	333504
Costo vigente del (Kw-h) s/.	0.35

FUENTE: elaboración propia

4.2.1.8 Costos de inversión

Los costos de inversión corresponden a los costos en los que se incurre en construcción de las obras civiles, la adquisición e instalación de equipos, la adquisición de predios y la ejecución de estudios y diseños técnicos, económicos y ambientales.

- Obras civiles 30% al 50%
- Equipo electromecánico 15% al 30%
- Redes eléctricas 25 al 40%

Éstos costos se evalúan a partir de un módulo que, de acuerdo a las características particulares del proyecto analizado y teniendo en cuenta además la incertidumbre en algunas variables asociadas con el cálculo de dichos costos, como son: la geología, la hidrología y los precios unitarios entre otros, estima cantidades de obra a partir de pre-diseños básicos, que junto con información de precios unitarios permiten obtener el presupuesto tanto de obras civiles como de equipos del proyecto a evaluar. Los pre-diseños de obras civiles y la definición de las características principales de los equipos eléctricos y mecánicos de

generación, control o auxiliares se obtienen mediante la incorporación al programa de una base de conocimiento y experiencia de diversos especialistas en las diferentes disciplinas que demanda el diseño de este tipo de proyectos.

4.2.1.8.1 Costos de operación y mantenimiento (aom)

Se obtienen a partir de información de PCH's existentes, a partir de los cuales se establecieron los valores de AOM considerados en éste modelo. Estos costos, para efectos prácticos del rango de capacidades analizadas, no dependen de la capacidad instalada de la central y puede considerarse para el rango de las PCHs evaluadas en este trabajo, como un valor 4% al 7% anuales.

4.2.1.8.2 Costos de administración y personal

Estos costos al igual que los costos de operación son independientes de la capacidad instalada del proyecto dentro del rango de capacidades analizadas. Luego de analizar varios proyectos existentes se encontró como costo de administración un valor cercano a los 2% a los 4% anuales. Es importante anotar que en el modelo propuesto no se tiene en cuenta los ahorros en costos de administración que existen en empresas ya consolidadas, que tienen más de una planta de generación y que pueden repartir tales costos, en caso contrario el valor que se presenta debe ser revisado.

4.2.1.8.3 Valor de depreciación

Para determinar la depreciación del presente proyecto de tesis lo hacemos utilizando la depreciación lineal, para ello consideramos que el bien pierde su valor anualmente de manera uniforme, desde el valor inicial en el año cero de la instalación hasta el último año de la vida útil del proyecto.

La vida útil para la pequeña central del equipo electromecánico (30 años) se considera de 20 años y para la obra civil (50 años) se considera 30

años. Puede ser mayor pero esto se está considerando de acuerdo a lo construido y consecuencias del medio geográfico.

El valor residual se determina con la siguiente ecuación:

$$VR_n = V_i - V_i \frac{(n)}{N} \tag{4.1}$$

Dónde:

- VR_n Valor residual en el año n
- V Valor inicial del bien, en el año de instalación
- N Vida útil del bien
- n Tiempo de uso en el proyecto

4.2.1.8.4 Valor residual de obras civiles y equipo electromecánico

$$VR_n = V_i - V_i \frac{(n)}{N} \tag{4.2}$$

Considerando para todos los casos las siguientes condiciones mínimas:

N = 20 para equipo electromecánico y 30 años para obras civiles

n = 20 años

Reemplazando valores se obtiene:

TABLA4.5: Valor residual de obras civiles y equipo electromecánico

OBRA CIVIL		MAQUINARIA Y EQUIPO ELECTROMECAÁNICO		TOTAL
Costo Inversión [US\$]	Valor residual [US\$]	Costo Inversión [US\$]	Valor residual [US\$]	Valor residual [US\$]
720,714	240,238	1,157,143	0	240,238

FUENTE: elaboración propia

4.2.1.9 Costos de ley

Los costos de ley pueden clasificarse en costos durante la inversión y costos durante la operación; los primeros son los que se incurren en el período pre-operativo y los cuales se pagan una sola vez y los segundos son los que se pagan a lo largo de la vida operativa del proyecto.

CUADRO 4.6: Costos de Ley

COSTOS DE LEY DURANTE LA INVERSIÓN:	COSTOS DURANTE LA OPERACIÓN:
<ul style="list-style-type: none"> • Costo de ley 56 de 1981: la componente de inversión comprende: - Fondos especiales municipales. - Impuesto predial. • 3/1000 de todos los pagos que realice el proyecto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de ley 56 de 1981: la componente de operación comprende: - Impuesto predial - Impuesto de Industria y comercio. • Costos por ley 99 de 1993: (Creación del Ministerio del Medio Ambiente). - Artículo 45.- Transferencia del Sector Eléctrico. - Transferencias al sector eléctrico • Ley 143 de 1994 (Ley eléctrica) • Impuesto de renta • Costos de CND, ASIC, CREG y otros. • Primas por seguros

FUENTE: Guía para estudio de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (Diego Camilo Mora y Jorge Mauricio Hurtado Pontificia Universidad Javeriana 2008)

4.2.1.10 Estimación de los costos de inversión

Debido a que se tiene disponible un presupuesto del proyecto para una potencia instalada de 3500 kW; se realiza una aproximación en base a las diferentes potencias que se pueden instalar.

TABLA 4.7: Precio referencial por kva instalado en base al presupuesto

DESCRIPCIÓN	PRECIO REFERENCIAL PARA 3500 kW	PRECIO POR kW
Movimientos de tierras en general	570000	162.86
Vías de acceso	190000	54.29
Trabajos varios	80000	22.86
Obras civiles	715000	204.29
Mitigación de impactos ambientales	35000	10.00
Equipo electromecánico y subestación	2700000	771.43
TOTAL	4290000	1225.71

FUENTE: Elaboración Propia

Tabla 4.8: Precio referencial por kva instalado

DESCRIPCIÓN	kW INSTALADOS			
	1000	1250	1500	1750
MOVIMIENTOS DE TIERRAS EN GENERAL	285,000	285,000	285,000	285,000
VÍAS DE ACCESO	95,000	95,000	95,000	95,000
TRABAJOS VARIOS	22,857	28,571	34,286	40,000
OBRAS CIVILES	204,286	255,357	306,429	357,500
MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	35,000	35,000	35,000	35,000
EQUIPO ELECTROMECAÁNICO Y SUBESTACIÓN	771,429	964,286	1,157,143	1,350,000

FUENTE: Proyecto Hidroeléctrico Río Blanco, Provincia del Chimborazo, Potencia Instalada 3 MW, 1993.

4.2.1.11 Costos de inversión

Reajustando para nuestro proyecto se tiene:

TIPO DE CAMBIO	2.72 S/x\$
POTENCIA INSTALADA:	1.54 MW
COSTO UNITARIO :	<u>1,381</u> US\$/kW

TABLA 4.9 Costo de inversión

COSTOS	SOLES	DÓLARES
COSTO DIRECTO	4,162,377	1,530,286
GASTOS GENERALES (10%)	416,238	153,029
UTILIDAD (10%)	416,238	153,029
SUB TOTAL (1)	5,202,971	1,912,857
ESTUDIOS, MITIGACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES	95,200	35,000
ESTUDIOS (1.5%)	78,045	28,693
SUPERVISIÓN (3%)	156,089	57,386
ADMINISTRACIÓN (2%)	104,059	38,257
SUB TOTAL (2)	433,393	159,336
TOTAL (1+2)	5,636,365	2,072,193
IGV	1,014,546	372,995
TOTAL	6,650,910	2,445,188

FUENTE: elaboración propia

4.2.1.12 Flujo de caja

TABLA 4.10: Ingresos del proyecto

AÑO	Potencia (KW)	Producción Energía (Kwh)	INGRESOS			TOTAL INGRESOS
			Potencia (S/.)	Costo Marginal (S./Wh)	ENERGIA (S/.)	
2012						
2013	1019.0	5356074.2	1,874,626	34.16	182963.50	2,057,589
2014	1031.3	5420347.1	1,897,121	34.16	185159.06	2,082,281
2015	1043.6	5485391.3	1,919,887	34.16	187380.97	2,107,268
2016	1056.2	5551216.0	1,942,926	34.16	189629.54	2,132,555
2017	1068.8	5617830.6	1,966,241	34.16	191905.09	2,158,146
2018	1081.7	5685244.6	1,989,836	34.16	194207.95	2,184,044
2019	1094.6	5753467.5	2,013,714	34.16	196538.45	2,210,252
2020	1107.8	5822509.1	2,037,878	34.16	198896.91	2,236,775
2021	1121.1	5892379.2	2,062,333	34.16	201283.67	2,263,616
2022	1134.5	5963087.8	2,087,081	34.16	203699.08	2,290,780
2023	1148.1	6034644.8	2,112,126	34.16	206143.47	2,318,269
2024	1161.9	6107060.5	2,137,471	34.16	208617.19	2,346,088
2025	1175.9	6180345.3	2,163,121	34.16	211120.59	2,374,241
2026	1190.0	6254509.4	2,189,078	34.16	213654.04	2,402,732
2027	1204.3	6329563.5	2,215,347	34.16	216217.89	2,431,565
2028	1218.7	6405518.3	2,241,931	34.16	218812.50	2,460,744
2029	1233.3	6482384.5	2,268,835	34.16	221438.25	2,490,273
2030	1248.1	6560173.1	2,296,061	34.16	224095.51	2,520,156
2031	1263.1	6638895.2	2,323,613	34.16	226784.66	2,550,398
2032	1278.3	6718561.9	2,351,497	34.16	229506.08	2,581,003

FUENTE: Elaboración propia

Tabla 4.11: Egresos del proyecto

AÑO	INVERSION	VALOR DE DEPRECIACION	ADMINISTRACION PERSONAL	OPERACION Y	IMP. RENTA	TOTAL EGRESOS
2013	5,636,365					5,638,378
2014	0	60,460	41,152	82,304	370,366	554,281
2015	0	60,460	41,646	83,291	374,810	560,207
2016	0	60,460	42,145	84,291	379,308	566,204
2017	0	60,460	42,651	85,302	383,860	572,273
2018	0	60,460	43,163	86,326	388,466	578,415
2019	0	60,460	43,681	87,362	393,128	584,630
2020	0	60,460	44,205	88,410	397,845	590,920
2021	0	60,460	44,736	89,471	402,620	597,286
2022	0	60,460	45,272	90,545	407,451	603,728
2023	0	60,460	45,816	91,631	412,340	610,247
2024	0	60,460	46,365	92,731	417,288	616,845
2025	0	60,460	46,922	93,844	422,296	623,521
2026	0	60,460	47,485	94,970	427,363	630,278
2027	0	60,460	48,055	96,109	432,492	637,116
2028	0	60,460	48,631	97,263	437,682	644,036
2029	0	60,460	49,215	98,430	442,934	651,038
2030	0	60,460	49,805	99,611	448,249	658,125
2031	0	60,460	50,403	100,806	453,628	665,297
2032	0	60,460	51,008	102,016	459,072	672,555
2033	0	60,460	51,620	103,240	464,580	679,901

FUENTE: Elaboración propia

TABLA 4.12: Flujo de caja

AÑO	TOTAL INGRESOS	TOTAL EGRESOS	FLUJO ECONOMICO
2011	0	5,638,378	-5,638,378
2013	2,057,589	554,281	1,503,308
2014	2,082,281	560,207	1,522,073
2015	2,107,268	566,204	1,541,064
2016	2,132,555	572,273	1,560,282
2017	2,158,146	578,415	1,579,731
2018	2,184,044	584,630	1,599,413
2019	2,210,252	590,920	1,619,332
2020	2,236,775	597,286	1,639,489
2021	2,263,616	603,728	1,659,889
2022	2,290,780	610,247	1,680,533
2023	2,318,269	616,845	1,701,425
2024	2,346,088	623,521	1,722,567
2025	2,374,241	630,278	1,743,964
2026	2,402,732	637,116	1,765,617
2027	2,431,565	644,036	1,787,530
2028	2,460,744	651,038	1,809,705
2029	2,490,273	658,125	1,832,147
2030	2,520,156	665,297	1,854,859
2031	2,550,398	672,555	1,877,843
2032	2,581,003	679,901	1,901,102

FUENTE: elaboración propia

4.2.1.13 Determinación de indicadores de rentabilidad.

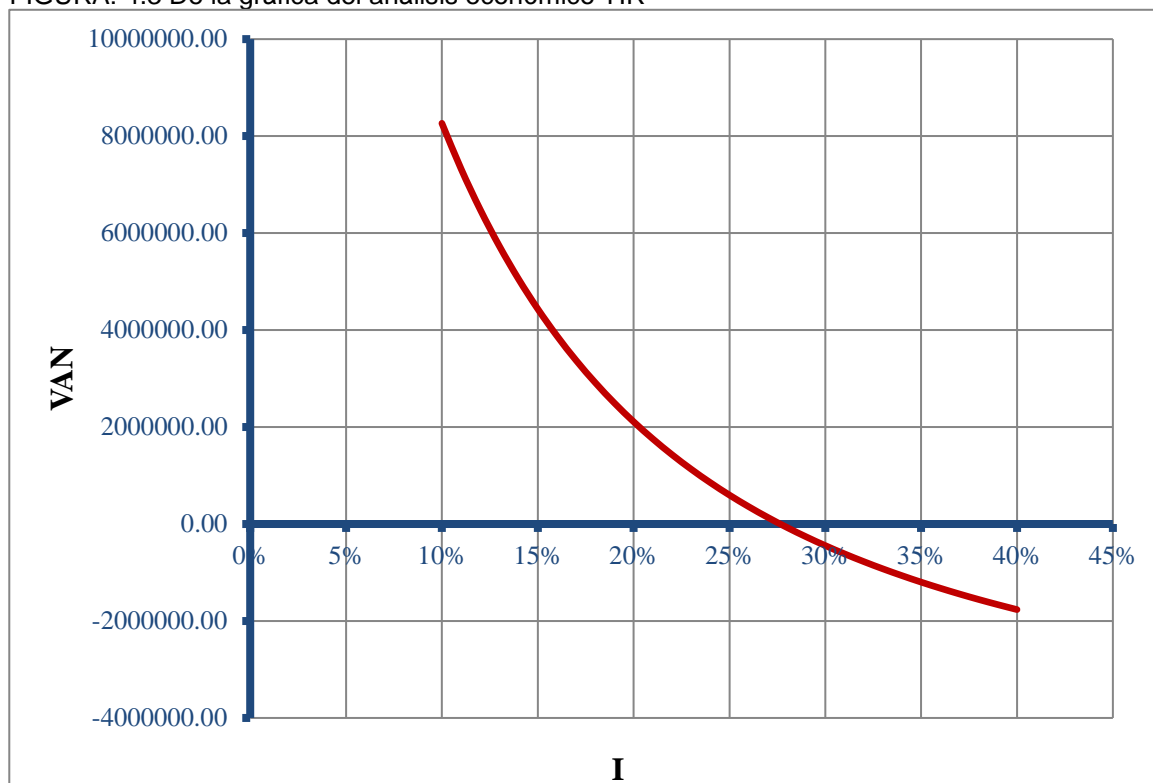
La tasa interna de retorno (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual (VAN) es igual a cero.

Tabla 4.13: Indicadores de rentabilidad

INDICADORES	Símbolo	Unidad	Central 1.5 MW
VAN Económico	VANE	s/.	6,483,900.30
Tasa Interna de Retorno	TIR	%	27.6%
Beneficio / Costo	B/C		1.64
Valor Anual Equivalente	VAE	s/.	894,371.77
Periodo de Recuperación	PR	Años	6

FUENTE: elaboración propia

FIGURA: 4.3 De la gráfica del análisis económico TIR



FUENTE: Elaboración propia

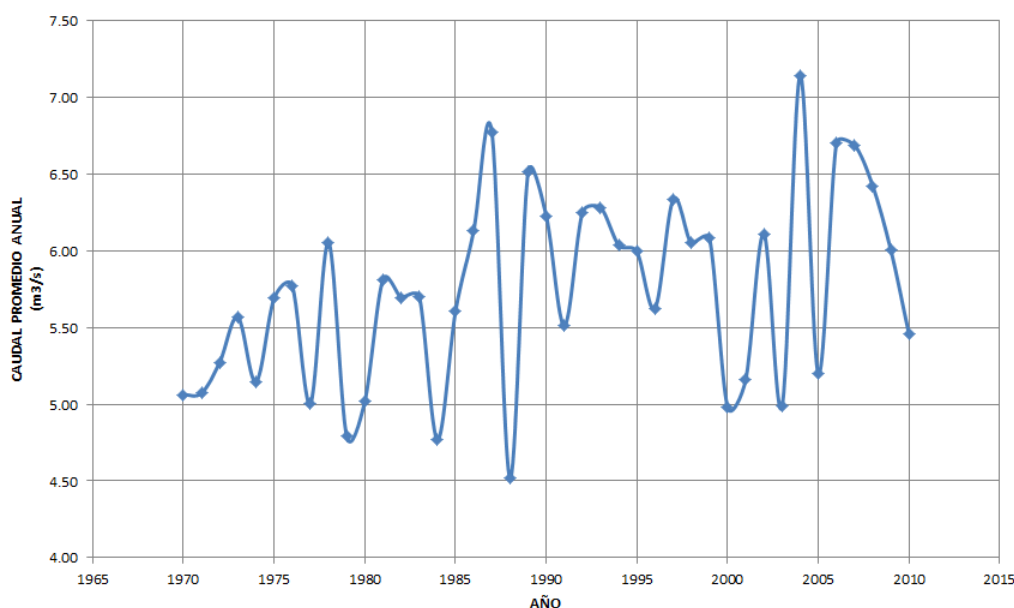
El grafico como resultado se obtiene el TIR un valor de 27.6, lo cual es mayor al valor mínimo de 12%, por lo que decimos que el presente proyecto es muy rentable.

4.2.2 ESTUDIO HIDROLÓGICO Y PLUVIOMÉTRICO

Antes de ejecutar un proyecto hidroeléctrico es esencial hacer un pronóstico confiable de la cantidad de agua disponible, no sólo el promedio, sino también las probables variaciones de caudal de estación en estación y de año a año. Como este pronóstico sólo puede realizarse con bases estadísticas, es conveniente contar con mediciones del caudal durante el tiempo más largo posible. Las mediciones necesarias se efectúan por medio de estaciones de aforo establecidas en lugares apropiados sobre un río y sus principales tributarios. Todo país que se proponga explotar su energía hidráulica en el futuro haría bien en instalar tantas estaciones de aforo como le fuera posible en los sitios que consideren necesarios sus ingenieros especializados en aprovechamiento de cuencas fluviales.

Lo ideal sería que se hiciesen mediciones del caudal durante 30 años o más antes de iniciar un proyecto hidroeléctrico, pero en la práctica esto rara vez es posible. Lo más corriente es que se disponga de datos hidrológicos insuficientes y que el país no pueda esperar a tenerlos más completos. En tal caso a veces puede obtenerse una idea aproximada del caudal probable por analogía con una zona de captación vecina para la cual se hayan reunido esos datos, tomando debidamente en cuenta las diferencias de configuración del terreno, características geológicas, vegetación y precipitación pluvial. Cuando ni siquiera este método resulta práctico, debe recurrirse a los datos sobre precipitación pluvial (que casi siempre existen en mayor o menor grado) y a la aplicación de ciertas fórmulas reconocidas para correlacionar aquella con el descubrimiento conforme a la geología, la vegetación y los gradientes del lugar. Si se adopta cualquiera de estos dos enfoques, siempre debe verificarse la correlación con los datos hidrológicos de que se disponga; si no existen, deben tomarse medidas para reunir algunos durante el período del estudio. Además, siempre que deba hacerse este pronóstico indirecto, es muy conveniente que los resultados se apliquen sólo a la explotación parcial de una zona de captación, pues resultaría demasiado riesgoso basar un plan de desarrollo total en estimaciones dudosas.

FIGURA 4.4: Curva De Clasificación De Los Años Hidrológicos



FUENTE: elaboración Propia

Para los estudios hidrológicos de una PCH se pueden dar varias situaciones de falta de datos, y de acuerdo a éstas se presentan las siguientes situaciones:

- **Caso 1:** Si existe información. Si se cuenta con información de alrededor de 10 años, se determina el caudal de diseño usando las curvas de duración de caudales y de frecuencias. Usando el caudal máximo y mínimo se calcula la estabilidad de la toma de agua y se determina el sitio de ubicación.
- **Caso 2:** Cuando hay registros pluviométricos. En regiones alejadas, es muy probable encontrar poca información, y por lo general la información que se obtiene son registros pluviométricos. Con estos registros es posible estimar los caudales anuales, aplicando balances hidrológicos a partir de los registros en las diferentes estaciones, mapas de isoyetas y los registros de caudales mínimos un año; reduciendo el área cubierta por las estaciones a solamente el área de interés, obteniendo el caudal máximo y mínimo anual.
- **Caso 3:** Sí se cuenta con registros de caudal de una estación cercana. En ocasiones los datos que se tienen son de una cuenca paralela o de una sobre el aprovechamiento pero lejos del sitio de la toma, en este caso se transponen los datos al sitio de interés.

Podemos concluir en acuerdo con el CASO 3 en los cuales no se tiene un registro de caudales medido, sin embargo SENAMHI cuenta con estaciones meteorológicas en las cuales se efectúan mediciones de niveles de precipitación en diferentes cuencas.

En estas condiciones es posible encontrar un caudal medio o “modular” a partir del nivel de precipitaciones de la cuenca. Este caudal modular servirá para obtener tanto el caudal de diseño de la central hidroeléctrica y el caudal para diseño de las obras civiles de las obras de captación. Se obtiene el volumen promedio de precipitación anual.

$$V[\text{m}^3 / \text{año}] = P[\text{mm} / \text{año}] \times A[\text{km}^2] \times 103 \dots \dots \dots (4.1)$$

TRANSPOSICIÓN DE CAUDALES.

Este método consiste en encontrar un coeficiente, de acuerdo a las características similares entre las dos cuencas, para transponer los datos a la cuenca en estudio:

$$C = \frac{A_1 * (P_1 - E_1)}{A_2 * (P_2 - E_2)} \dots \dots \dots (4.2)$$

A₁= Es el área de drenaje en el sitio de toma.

A₂= Es el área de drenaje en el sitio de la estación

P₁= Es la precipitación media ponderada de la cuenca de drenaje en el sitio de la toma

P₂= Es la precipitación media ponderada de la cuenca de drenaje en el sitio de la estación

E₁= Es la evapotranspiración de la cuenca en el sitio de la toma

E₂= Es la evapotranspiración de la cuenca en el sitio de la estación

FIGURA 4.5: Plano de la cuenca aportante hasta el punto de interés

FUENTE: Elaboración propia

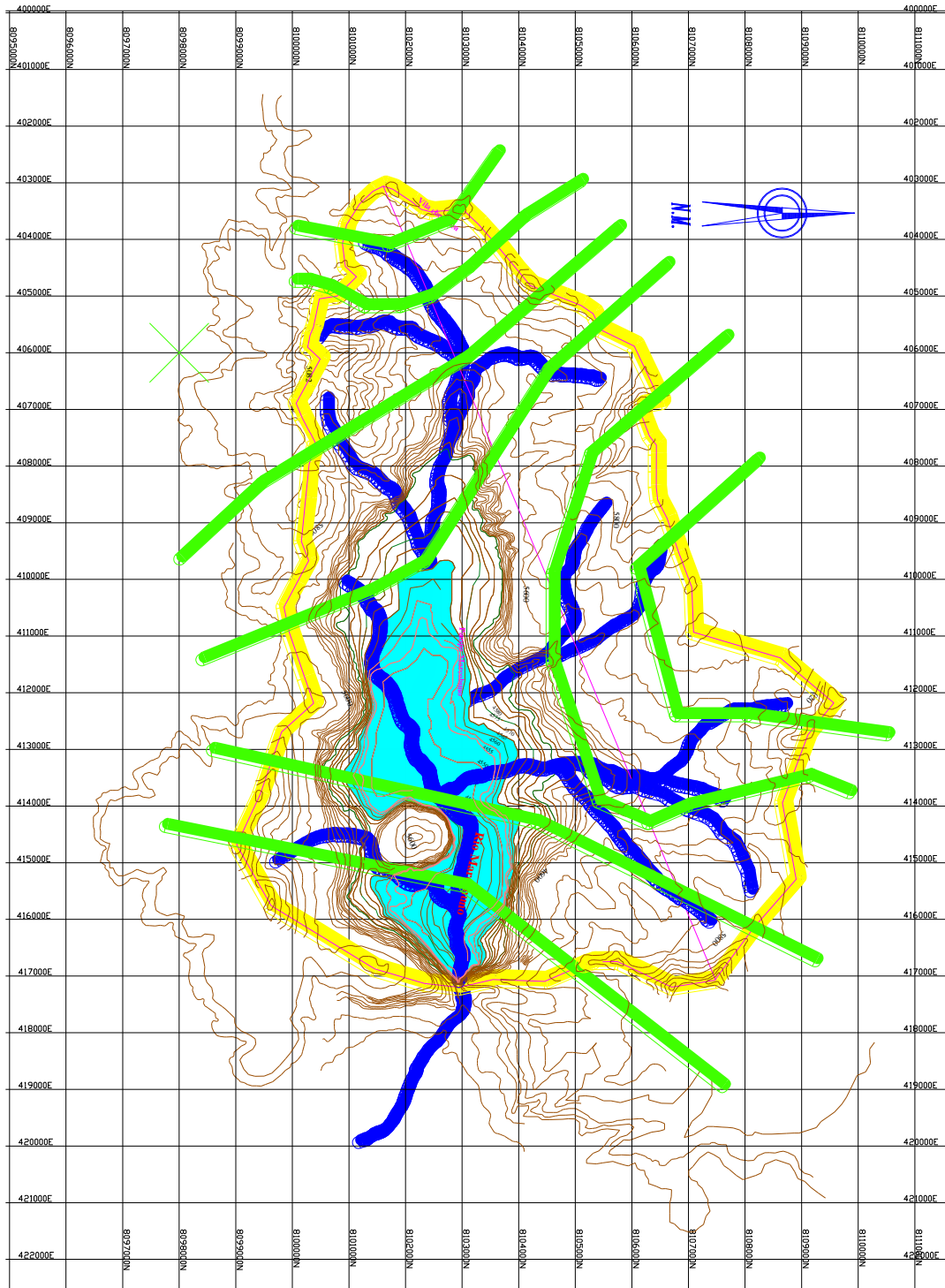


Tabla 4.14: Caudales medios mensuales naturalizados (m3/s)
Estación Ollachea
Caudales medios mensuales naturalizados (m3/s) Caudales naturales completados

Colum	AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.	PROM.
1.00	1970	4.26	11.08	12.41	7.27	3.20	2.01	1.91	1.49	1.66	2.23	4.60	8.61	5.06
2.00	1971	3.80	12.32	11.60	6.19	2.86	1.86	1.75	1.42	1.77	3.60	5.57	8.14	5.07
3.00	1972	3.86	12.62	12.92	7.84	3.09	1.74	1.64	1.26	1.46	2.51	4.93	9.42	5.27
4.00	1973	5.20	15.61	12.72	6.74	3.14	1.92	1.82	1.69	1.88	3.08	5.14	7.88	5.57
5.00	1974	8.43	12.12	10.31	7.54	3.08	1.93	1.54	1.44	1.83	2.38	3.79	7.36	5.15
6.00	1975	12.11	8.71	14.00	8.44	3.42	1.66	1.59	1.38	1.58	2.68	4.21	8.52	5.69
7.00	1976	17.76	10.66	11.54	7.02	3.28	1.91	1.82	1.31	1.76	2.39	3.71	6.13	5.77
8.00	1977	11.26	10.96	9.34	6.77	3.15	1.78	1.54	1.50	1.83	2.20	3.46	6.26	5.00
9.00	1978	14.30	12.13	11.84	9.50	3.46	1.64	1.60	1.96	1.98	2.68	4.46	7.10	6.05
10.00	1979	9.70	11.99	10.20	7.46	2.95	1.70	1.49	1.35	1.67	2.32	3.62	3.04	4.79
11.00	1980	6.75	10.30	13.28	7.15	3.41	1.73	1.40	1.64	1.74	2.34	3.60	6.87	5.02
12.00	1981	12.58	11.82	18.25	8.15	3.33	2.00	1.44	1.35	2.00	2.19	3.22	4.14	5.81
13.00	1982	5.62	9.52	19.81	8.83	3.60	2.15	1.46	1.75	2.18	3.28	4.67	5.48	5.70
14.00	1983	21.37	12.21	8.70	6.22	2.76	1.72	1.51	1.59	1.91	2.44	3.50	4.52	5.70
15.00	1984	10.29	14.40	8.34	5.40	3.15	1.85	1.38	1.14	1.54	2.34	3.76	3.66	4.77
16.00	1985	6.46	15.72	13.95	7.28	3.38	1.97	1.67	1.32	1.72	2.19	4.52	7.08	5.60
17.00	1986	16.37	10.19	13.92	10.23	4.44	1.96	1.64	1.31	1.66	2.45	3.35	6.05	6.13
18.00	1987	25.57	8.77	13.74	8.14	3.20	1.92	1.62	1.44	1.47	2.34	5.90	7.22	6.78
19.00	1988	9.29	11.99	8.10	5.38	2.93	1.94	1.36	1.66	1.88	2.31	3.83	3.56	4.52
20.00	1989	18.25	15.42	12.55	7.50	2.68	1.62	1.27	1.25	1.71	2.29	5.94	7.67	6.51
21.00	1990	25.90	9.03	7.26	7.26	3.56	1.66	1.62	1.68	1.97	2.51	5.40	6.91	6.23
22.00	1991	11.87	12.42	12.40	8.65	3.29	1.78	1.64	1.55	1.52	2.02	3.26	5.73	5.51
23.00	1992	20.70	13.99	7.24	5.07	2.73	1.67	1.40	1.27	1.76	3.28	7.08	8.83	6.25
24.00	1993	12.75	11.40	17.65	12.17	3.90	2.03	1.43	1.28	1.67	2.47	3.09	5.57	6.28
25.00	1994	10.86	13.48	17.01	10.06	3.99	1.84	1.36	1.72	1.56	2.18	2.97	5.43	6.04
26.00	1995	15.46	10.70	12.85	5.26	2.87	1.93	1.36	1.19	1.41	2.28	6.96	9.66	6.00
27.00	1996	12.61	12.11	12.38	7.51	3.25	2.15	1.40	1.28	1.32	1.97	3.45	8.09	5.63
28.00	1997	19.77	17.29	12.30	5.27	2.87	1.85	1.54	1.41	1.43	2.03	3.65	6.63	6.34
29.00	1998	11.04	11.80	11.30	9.78	3.88	1.86	1.40	1.63	1.94	2.19	5.27	10.52	6.05
30.00	1999	12.40	16.11	12.37	9.63	3.76	1.89	1.42	1.16	1.41	1.75	3.29	7.80	6.08
31.00	2000	10.13	7.63	18.81	5.00	1.71	1.37	1.03	1.55	1.53	2.02	3.26	5.73	4.98
32.00	2001	11.26	10.96	9.34	6.77	3.15	1.77	1.54	1.50	1.83	1.92	4.29	7.60	5.16
33.00	2002	13.50	15.43	18.28	6.89	2.78	1.73	1.40	1.29	1.51	1.62	3.93	5.18	6.11
34.00	2003	6.29	12.15	12.00	6.88	3.11	2.09	1.59	1.78	2.38	2.92	4.14	4.49	4.99
35.00	2004	8.55	18.79	15.35	8.20	4.48	1.98	1.44	1.95	2.07	3.12	6.89	12.90	7.14
36.00	2005	11.58	16.37	11.51	4.88	2.38	1.51	1.56	1.43	1.45	2.42	2.55	4.77	5.20
37.00	2006	17.15	16.52	18.18	6.70	3.24	1.93	1.56	1.36	1.42	2.24	4.09	6.08	6.71
38.00	2007	10.36	17.58	17.89	7.54	3.02	1.81	1.71	1.55	1.71	2.55	5.48	9.07	6.89
39.00	2008	15.11	14.83	13.58	14.74	3.71	2.01	1.54	1.58	1.50	1.83	2.45	4.21	6.42
40.00	2009	19.94	16.74	7.07	5.35	3.20	2.04	1.83	1.55	1.50	2.02	3.53	7.30	6.01
41.00	2010	7.83	18.19	13.54	5.93	2.54	2.06	1.83	1.80	1.64	2.14	3.43	4.54	5.46
	Promedio	12.40	12.98	12.83	7.52	3.22	1.85	1.54	1.48	1.68	2.38	4.25	6.73	5.74
	Máximo	25.90	18.79	19.81	14.74	4.48	2.15	1.91	1.96	2.38	3.60	7.08	12.90	7.14
	Mínimo	3.80	7.63	7.07	4.88	1.71	1.37	1.03	1.14	1.30	1.62	2.45	3.04	4.52

Fuente: EGSG

4.2.2.1 Transferencia de información

Existe ocasiones en las que la información de niveles de precipitación de una cuenca en estudio no se encuentra disponible, es decir no existen estaciones meteorológicas; en estas condiciones el procedimiento a seguir para la obtención del caudal modular es a través de una transferencia de información a través del parámetro adimensional de Oswald:

$$O_s = \frac{Q * H}{A^{3/2} * P} \dots\dots\dots (4.3)$$

- O_s = Numero adimensional de Oswald.
- Q = Caudal.
- H = Altura media de la cuenca.
- A = Área de la cuenca.
- P = Precipitación laminar en la cuenca.

La precipitación media ponderada se obtiene del mapa de isoyetas medias anuales. Si no se conoce la evapotranspiración o la precipitación se pueden obviar estos factores en la ecuación, siendo menos preciso el ajuste. La transposición consiste en multiplicar los datos de la estación por el coeficiente para trabajarlos en el sitio de interés.

4.2.2.2 Medición de caudales

La medición de caudal se realizó mediante el método de flotación en la parte menos turbulenta del río.

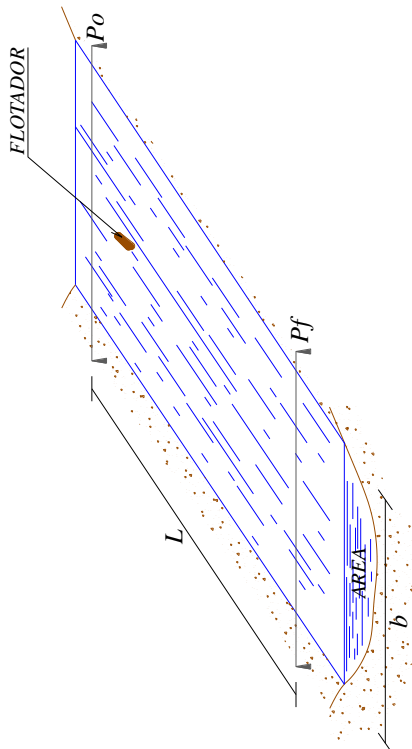
Figura 4.6 vista lugar de aforamiento



FIGURA 4.7: Aforo de Rio (Para nuestro caso es 6.3296m3/s)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE CAUDAL RIO



Longitud (L) = 22 m
 Altura (h) = 0.35 m
 Base (b) = 21 m

Area (m2) = 7.35

Método velocidad/superficie

Este método depende de la medición de la velocidad media de la corriente y del área de la sección transversal del canal, calculándose a partir de la fórmula:

$$Q(m^3/s) = A(m^2) \times V(m/s)$$

Por tal el caudal aproximado es:

$$Q = 8.4395 \text{ m}^3/s$$

Ti	Tiempo (Seg)
T1	18.56
T2	19.20
T3	18.88
T4	20.16
T5	18.56
T6	19.84
T7	19.52
T8	18.56
Tm=	19.1600

3.1315 %
0.2088 %
1.4614 %
5.2192 %
3.1315 %
3.5491 %
1.8789 %
3.1315 %

Calculo Del Error Porcentual

$$Tm.error\% = \frac{Ti - Tm}{Tm} \times 100.$$

Encontrando el menor error porcentual en la lista Menor (Tm.error) = **0.2088 %**

Por tal el tiempo aproximado es:
 T = 19.2 Seg

Calculo De La Velocidad

Una forma sencilla de calcular la velocidad consiste en medir el tiempo que tarda un objeto flotante en recorrer, corriente abajo, una distancia conocida

Velocidad del flotador = $\frac{\text{Longitud del tramo (metros)}}{\text{Tiempo que tarda en recorrerlo (segundos)}}$

Q(m3 /s) Area de la sección (m2) Velocidad del flotador (m/s) **0,75**

Donde 0,75 es un factor que tiene en cuenta la diferencia de velocidades de agua en los diversos puntos de la sección analizada.

La velocidad sera:

Longitud Tomado Para el Aforo 22 m

$$V = 1.14822547 \text{ m/s}$$

Entonces El caudal para el calculo sera:

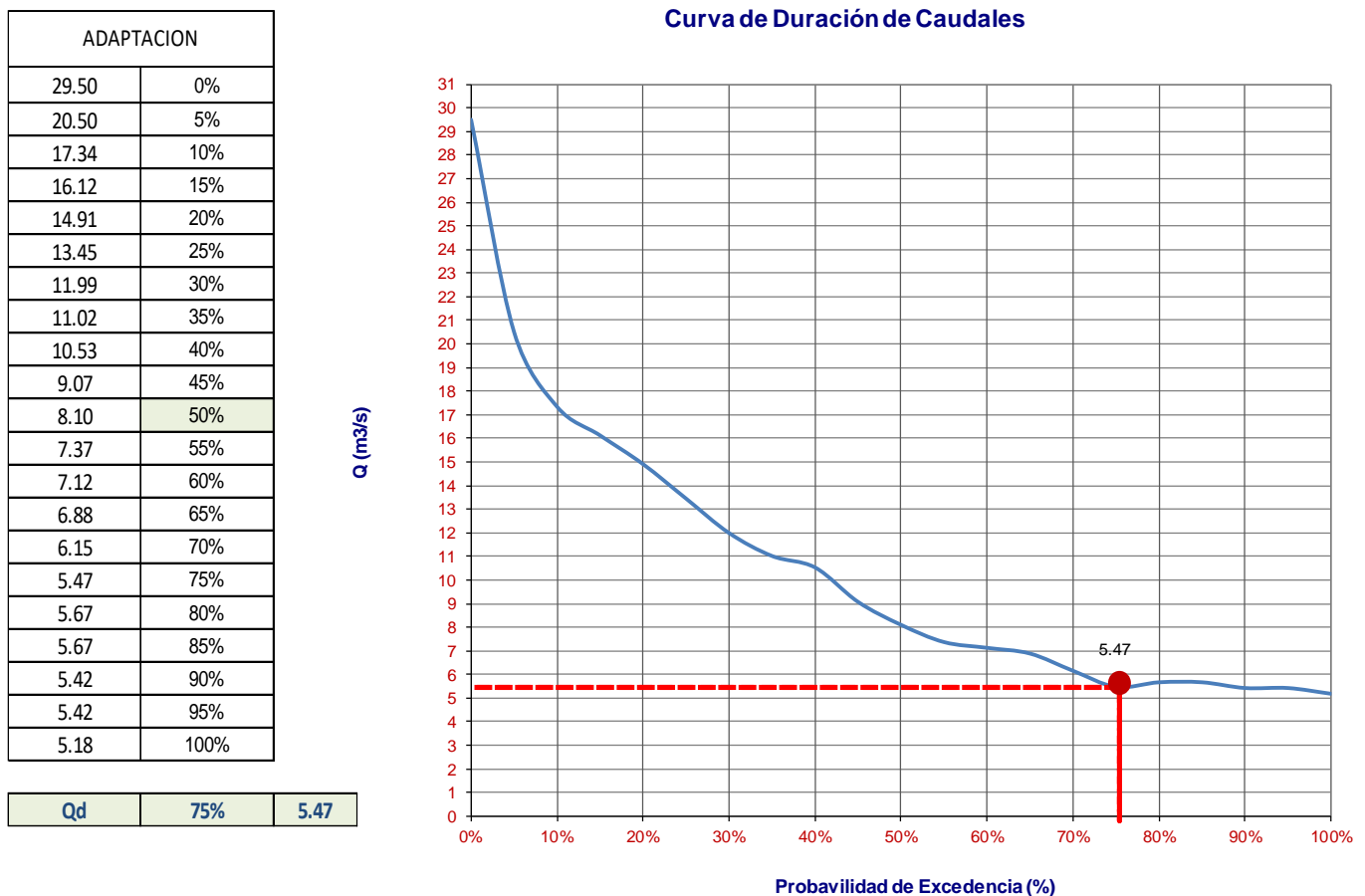
$$Q = 6.33 \text{ m}^3/s$$

$$Q = 6329.59 \text{ L/s}$$

4.2.2.3 Caudal de diseño (QD)

El caudal de diseño de la PCH Marcunuyo se obtiene a partir de la curva de duración de caudales, este caudal resulta ser el máximo turbinable. Antes de determinar el caudal de diseño se debe descontar de la curva de duración de caudales la parte de caudal ecológico o aquel impuesto por algún otro requerimiento de la zona.

FIGURA 4.8: Curva de Duración de Caudales (Qd. al 75% es 5.47m³/s)



FUENTE: elaboración propia

4.2.3 CARTOGRAFÍA Y TOPOGRAFIA

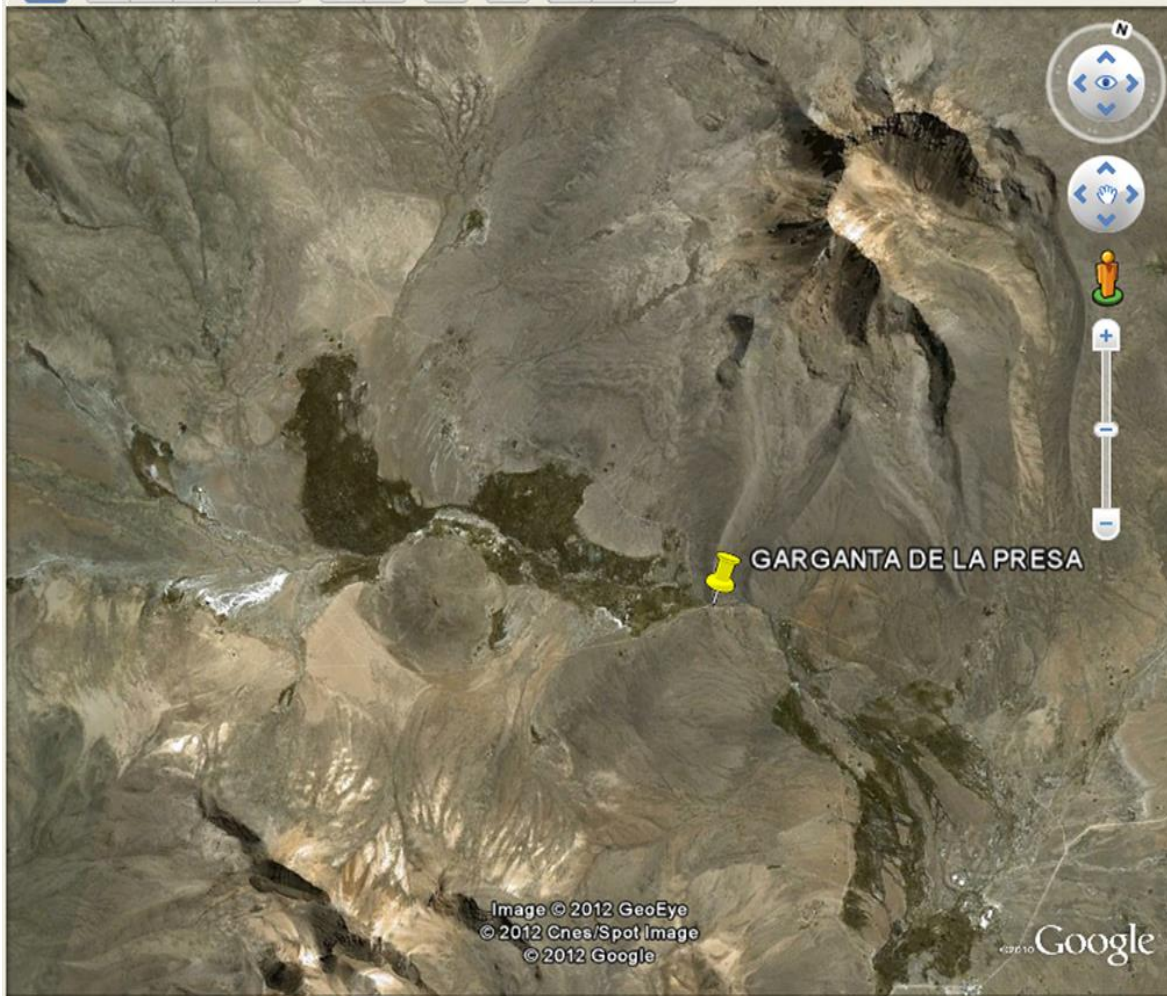
4.2.3.1 Cartografía

Para la realización de este estudio se ubicó el lugar apropiado que reúne las condiciones adecuadas para una pequeña central de generación hidroeléctrica, mediante el aprovechamiento de los recursos hídricos y geográficos de la zona.

Se recopiló información cartográfica de la zona donde se realizará el proyecto, acudiendo a estudios regionales (Región Puno).

En los planos cartográficos se encontrará información geológica y topográfica, así como la ubicación, las vías de acceso a la zona, los ríos, la vegetación y las curvas de nivel.

FIGURA 4.9: Vista satelital de ubicación de la zona de estudio



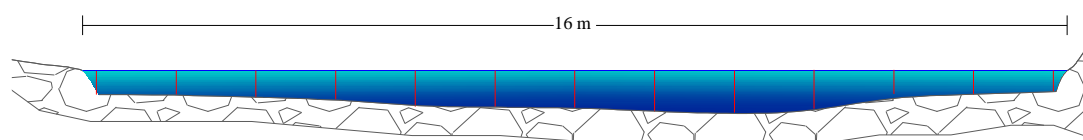
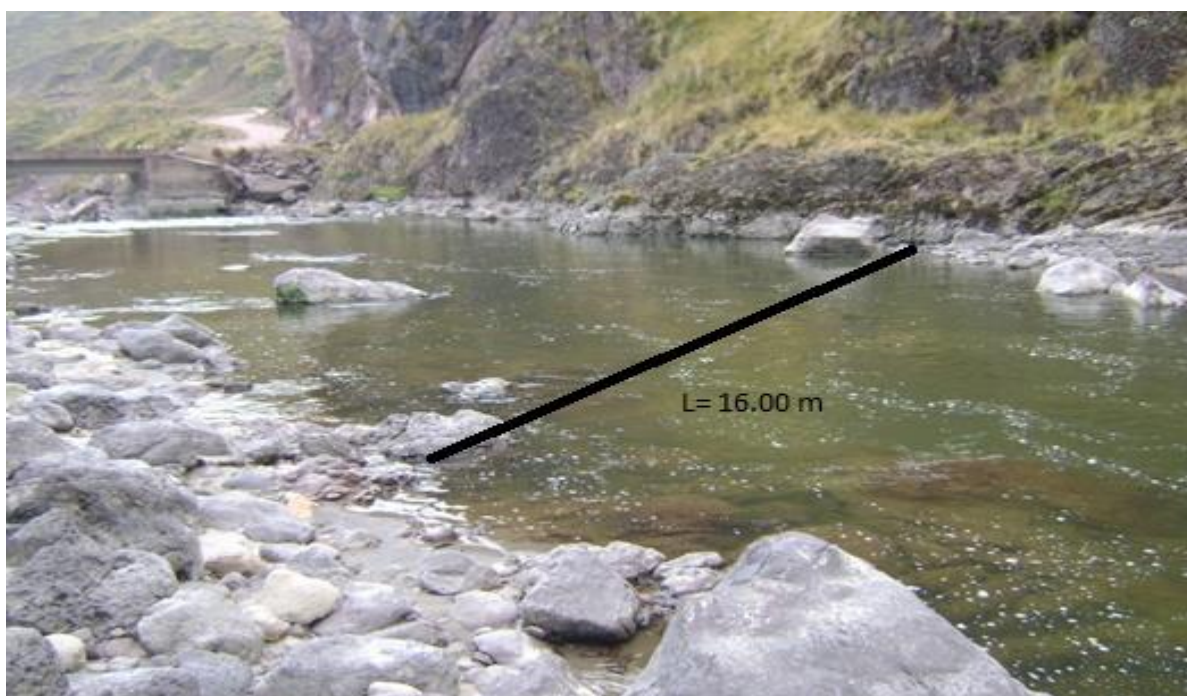
FUENTE: <http://www.google.es/intl/es/earth/index.html>

En base a las curvas de nivel se podrán realizar perfiles de la zona, también se cuenta con fotografías aéreas que permiten un mejor reconocimiento de la zona. Estas fotografías pueden ser vistas en relieve gracias a las fotografías satelitales.

La información de los planos cartográficos se corrobora con un reconocimiento de campo, para hacer levantamientos adicionales si es necesario, y de esta forma establecer si debe modificarse el diseño o la ubicación de las obras civiles y de las rutas de conducción y embalse.

En el reconocimiento de campo se verificó la pendiente del río, el ancho y perfil transversal del espejo de agua, así como la ubicación de la presa, tubería a presión, casa de máquinas, el perfil de la caída y la orientación de las obras civiles. Se usó el instrumento GPS carmín SUMMIT HC.]

Figura (4.10): Ancho de espejo de agua



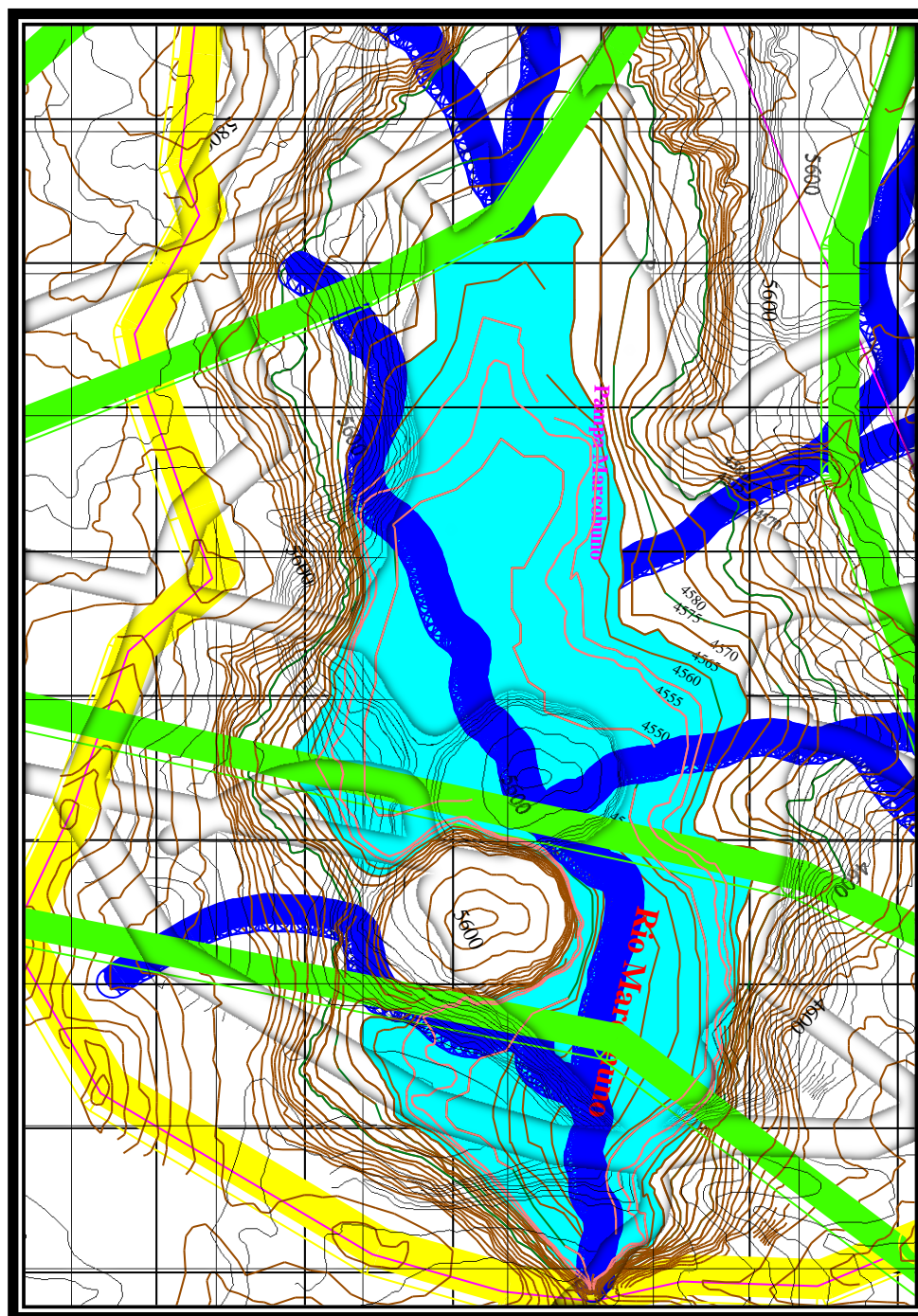
FUENTE: elaboración propia

4.2.3.2 Topografía

Por medio del estudio topográfico se complementó el estudio cartográfico, y nos permitió tener en detalle las características del lugar donde se realizará el proyecto, para su adecuado estudio y diseño. Con el GPS ETREX SUMMIT

HC, se tomó las cotas necesarias de la ubicación de los afluentes del río, las cuencas, lugar de represamiento y todas las características antes mencionadas en el, Cartografía, las mismas que fueron comparadas y adecuadas con las curvas de nivel obtenidas de del Ministerio de Energía y Minas, estas cotas nos permiten determinar la capacidad y el salto bruto del aprovechamiento.

FIGURA 4.11: Planos Topográficos (curvas de nivel)

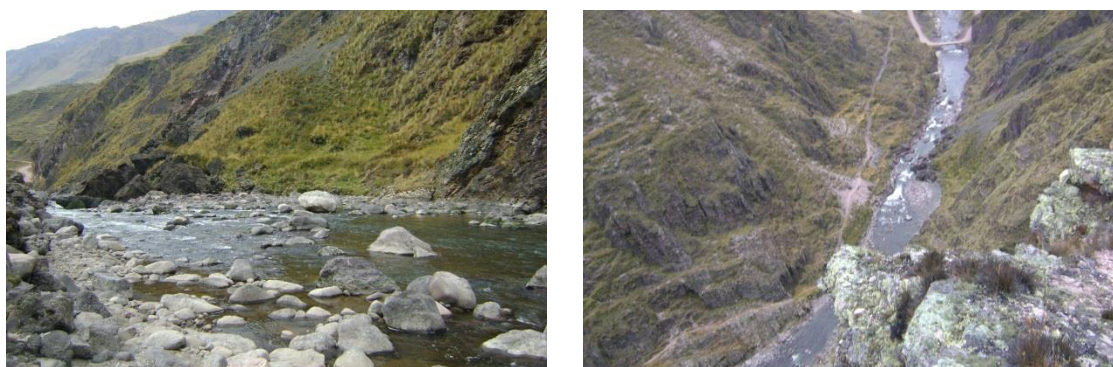


FUENTE: elaboración propia

4.2.3.3 Estudio geotécnico

La Geología de la zona es favorable ya que toda la cuenca es de material rocosa, que nos permite una estabilidad para el represamiento y la construcción de la Pequeña Central Hidroeléctrica. Una evaluación geológica y geomorfológica de la zona donde el proyecto se va a realizar es esencial para definir el sitio de construcción de las obras civiles, su cimentación y el material disponible para su construcción.

FIGURA 4.12: fotos de la zona de estudio (zona rocosa)



FUENTE: Elaboración propia

4.2.3.4 Ubicación de las obras y tipos de suelos

El Lugar para la construcción de las Obras de la P.C.H. es favorable ya que presentan condiciones de materiales consolidados, con alta resistencia. Ya que en sitios con poca vegetación se producen grandes procesos erosivos en épocas de lluvia, lo cual produce gran deposición en muy poco tiempo; esto se debe tener en cuenta para la escogencia del tipo de obra en un lugar así. Los bancos de arena y los fragmentos de piedra son muy permeables, lo que incrementa la posibilidad de fugas de agua. Rocas fracturadas en sentidos diferentes a los del curso de agua tienden a presentar fugas de agua también. Terrenos fibrosos formados por residuos vegetales o arcillas orgánicas son muy fácilmente compresibles por lo que debe evitarse el uso de estos sitios para construcción y para extracción de materiales de construcción.

4.2.3.5 Materiales naturales de construcción.

Los materiales de construcción son extraíbles en la zona del proyecto, y de acuerdo a su disponibilidad se escoge el tipo de obras que se construirán.

- Hormigón
- Grava
- Rocas

4.2.3.6 Métodos de excavaciones y sondeo.

Sondeo. Con este método se busca localizar los estratos de cascajo y roca, y determinar los componentes en la primera etapa de exploración. Esto se hace hincando barras en el suelo con acción dinámica o estática, con ayuda de equipos manuales o mecánicos motorizados, anotando continua o discontinuamente la resistencia de penetración.

4.2.3.7 Perforaciones.

Son excavaciones en el terreno, cuyo fin es obtener muestras de suelo y determinar la estratigrafía y las propiedades de estos materiales. En la perforación se observa la permeabilidad in situ, la deformación del hueco y la presión de poros con un piezómetro. Las perforaciones se realizan con equipos de perforación que generalmente usan barrenos, y en muestreos continuos, postiladoras.

Este método es ampliamente usado en la etapa de prefactibilidad por su economía y rapidez.

4.2.4 IMPACTO AMBIENTAL

4.2.4.1 Introducción

El Estudio de la Pequeña Central Hidroeléctrica Marcunuyo considera la protección del medio ambiente como lineamiento importante, en tal sentido se desarrolla un Estudio de Impacto Ambiental, con la finalidad de lograr la identificación de los efectos ambientales, sociales y económicos de la nueva

Pequeña Central Hidroeléctrica; así como las implicancias y/o consecuencias ambientales y sociales del estudio. Igualmente es objetivo del estudio determinar las medidas para mitigar o potenciar los impactos producidos por el proyecto.

4.2.4.2 Objetivos

- ✓ Identificar y evaluar los impactos ambientales producidos en las etapas de construcción y operación del proyecto.
- ✓ Cuantificar los impactos e implantar medidas que permitan mitigar los impactos negativos y potenciar los impactos positivos, considerando para ello las características de la zona y la situación socioeconómica y cultural de los pobladores.
- ✓ Prever que el riesgo ambiental no exceda los niveles estándares de contaminación o deterioro del medio ambiente.
- ✓ Que no afecte la calidad de vida de las personas, que darían expuestas a los efectos del estudio.
- ✓ Que no afecte los recursos naturales, cuya conservación es de interés nacional.

4.2.4.3 Alcances

- ✓ Descripción de las condiciones físicas, biológicas y socioeconómicas del área de influencia del estudio.
- ✓ Análisis de las componentes ambientales (clima, hidrología, vegetación, fauna, socioeconomía y rasgos culturales).
- ✓ Identificación de los impactos ambientales de las obras y esquema del Plan de Manejo Ambiental (PMA)

4.2.4.4 Marco legal del estudio

El texto legal más importante en materia ambiental es el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, D.L. No 613, promulgado el 7 de Setiembre del 1990.

A partir de este Código se han elaborado sobre temas o sectores específicos, tal como el “Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas”. Otras normas legales hacen referencia a temas ambientales del sector eléctrico, aunque no son su tema central. Una de ellas es la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. No. 25844, publicada el 10 de Noviembre de 1992, y reglamentada mediante Decreto Supremo No. 009-93-EM publicado el 25 de Febrero de 1993. La Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 9° señala que el Estado garantiza la concesión del medio ambiente y el patrimonio cultural de la Nación, así como el uso racional de los recursos naturales, en el desarrollo de las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

4.2.4.5 Ambiente físico

4.2.4.5.1 Climatología

En los alrededores de la Pequeña Central Hidroeléctrica Marcunuyo y en las alturas comprendidas entre 3 500 y 3 945msnm, el clima es variado, generalmente frígido, la temperatura media anual del aire oscila entre -15° a 15°C .

La distribución de las precipitaciones en la cuenca en el curso del año es muy característica. Las precipitaciones pluviales muy intensas comienzan en el mes de Noviembre y continúan hasta fines de Marzo; durante esta temporada llueve casi todos los días. Desde Abril hasta Junio las precipitaciones se presentan esporádicamente, y desde Julio hasta Octubre se presenta la estación de sequías.

4.2.4.5.2 Hidrología

El río Marcunuyo tiene el carácter de curso montañoso con gran volumen de agua durante las avenidas, presenta en su fondo un movimiento de guijarros y piedras, así como, el movimiento intenso de sólidos en suspensión, no existe una correlación estrecha entre el caudal del río y la concentración de los sólidos, siendo este regularmente más grande al comienzo del período de avenida.

4.2.4.5.3 Determinación de impactos ambientales previsibles

4.2.4.5.3.1 Introducción

Este capítulo identifica y evalúa los impactos potenciales del estudio en los componentes del medio ambiente. Las medidas para la mitigación, se proponen en el Plan de Manejo Ambiental.

4.2.4.5.4 Fuentes De Impacto Y Componentes Ambientales Asociados

De acuerdo con los trabajos contemplados para la implementación de la central, se efectuó un análisis de las obras a realizarse con la finalidad de identificar las principales fuentes de impacto ambiental y los componentes ambientales asociados que podrían ser afectados, debido a las actividades del estudio.

CUADRO 4.10 impacto ambiental

Fuentes Potenciales de Impacto	Componentes Ambientales Afectados
<ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño y Construcción de la Pequeña Central 2. Descarga y Disposición de Contaminantes Ambientales <ul style="list-style-type: none"> • Emisiones Gaseosas y articuladas • Efluentes Domésticos • Ruidos • Residuos Sólidos Industriales • Residuos Sólidos Domésticos • Desmante 3. Actividades de Construcción <ul style="list-style-type: none"> • Excavación • Detonación de Explosivos • Compactación y Nivelación • Mano de Obra 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Medio físico <ul style="list-style-type: none"> • Atmósfera • Nivel Acústico • Aguas Superficiales • Suelos • Estabilidad de Taludes 2. Medio Biológico <ul style="list-style-type: none"> • Flora • Fauna • Hábitat Acuático • Hábitat Terrestre 3. Medio Socioeconómico y Cultural <ul style="list-style-type: none"> • Salud • Seguridad • Paisaje • Vías de Comunicación • Oportunidad de Trabajo

FUENTE: EIA – EGEMSA Enero del 2000

4.2.4.5.5 Evaluación Cualitativa De Impactos Ambientales

Esta sección relaciona en forma cualitativa las actividades del estudio con los componentes ambientales con posibilidad de ser afectados.

4.2.4.5.6 Criterios Para La Evaluación

En los siguientes cuadros se muestran los principales criterios para evaluar los impactos potenciales del proyecto.

CUADRO 4.11: Evaluación Cualitativa

Criterio	Calificación
• Tipo de Impacto	Adverso o Benéfico(A/B)
• Área involucrada	Regional o Local(R/L)
• Tiempo	Largo Plazo o Corto Plazo(LP/CP)
• Duración	Intermitente o Continuo(I/C)
• Implicación	Directa o Indirecta(D/I)
• Efecto	Reversible o Irreversible(R/I)

FUENTE: EIA – EGEMSA Enero del 2000

4.2.4.5.7 Evaluación Cuantitativa de Impactos.

La valoración cuantitativa consiste en relacionar los componentes ambientales afectados con la fuente de impacto asociada, la interrelación se cuantifica de acuerdo a la gravedad y efecto de impacto considerando los criterios que se indican en el siguiente cuadro.

4.2.4.5.8 Criterios para la Evaluación.

CUADRO 4.12: Evaluación Cuantitativa

Ponderaci	
MagnituddelImpacto	Calificació
• Leve	1
• Moderado	2
• Grave	3
Efec	
TipodeImpacto	Sign
• Positivo	+
• Negativo	-

Fuente: EIAEGEMSA – Enero del 2000.

CUADRO 4.13: Matriz de Evaluación Cuantitativa de Impactos

	Ubicación Proyecto	Diseño del Proyecto	Excavaciones y Desmonte	Detonación de Explosivos	Compactación y Nivelación	Efluentes Domésticos	Emisiones Gaseosas y Partículas	Ruidos
Físico	Atmósfera			-1	-1		-1	
	Nivel Acústico			-1				-1
	Aguas Superficiales		-1			-1		
	Suelos		-1					
Biológico	Estabilidad de Taludes	+1	+1		+1			
	Flora	-1						
	Fauna	-1						
	Hábitat Acuático		-1			-1		
	Hábitat Terrestre				-1			-1
	Salud						-1	
Humano	Seguridad			-1				
	Paisaje	-1	-1					
	Vías de Comunicación	+1						
	Oportunidad de Trabajo							
	Totales	-2	1	-3	-4	0	-3	-1

FUENTE: Elaboración propia

4.2.4.6 Medidas de mitigación

El estudio de Impacto Ambiental de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Marcunuyo se encuadra dentro de una estrategia de conservación del medio ambiente en armonía con el desarrollo socioeconómico de los poblados en el área de influencia de la central proyectada.

La aplicación de las Medidas de Mitigación están ideadas para realizarse durante las etapas de construcción y operación, con el fin de lograr una mejor y mayor vida útil de la Pequeña Central, incidiendo en aspectos que permitan que la incorporación del proyecto en su entorno sea compatible con el eco – desarrollo de la zona.

4.2.4.6.1 Instrumentos de la Estrategias

- a. Implementación del Plan de Manejo Ambiental.
- b. Implementación de un Plan de Acción Preventivo y/o Correctivo.
- c. Implementación de un plan de Monitoreo, Seguimiento y Vigilancia.
- d. Implementación de un plan de contingencias.

a. Plan de Manejo Ambiental.

La ejecución de las obras de la Pequeña Central Hidroeléctrica Marcunuyo generará impactos ambientales directos e indirectos, positivos y negativos, dentro del ámbito de su influencia; en ese sentido se elabora el Plan de Manejo Ambiental a fin de recomendar las medidas, técnicas y ambientales que eviten y/o mitiguen los efectos negativos sobre el medio ambiente así como la infraestructura de la 86 central.

El Plan de Manejo Ambiental (PMA) se elabora teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Todas las operaciones serán efectuadas de acuerdo a lineamientos técnico-legales que garanticen el buen manejo ambiental de la actividad.
2. Existe la obligación de subsanar todos los impactos ocasionados por las actividades.

3. Se establecerán políticas y procedimientos operativos para el manejo de la actividad, combustibles, explosivos, desechos e interacciones sociales.
4. En el siguiente cuadro se detallan las acciones de mitigación de todos los impactos potenciales en cada una de las actividades del proyecto:

CUADRO 4.14: Acciones de mitigación de todos los impactos

Actividades del Proyecto	Impacto Potencial	Mitigación Propuesta
Ubicación del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> Impacto positivo por el mejoramiento de vías de acceso a zonas aisladas 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar plan de mantenimiento de vía.
Diseño del proyecto	<ul style="list-style-type: none"> Impacto positivo por estabilización de taludes. 	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar plan de mantenimiento de las obras mencionadas
Posición final de material de excavaciones	<ul style="list-style-type: none"> Impacto visual negativo por disposición final de material excavado. 	<ul style="list-style-type: none"> Disponer material de excavaciones.
Compactación y nivelación	<ul style="list-style-type: none"> Deterioro de la calidad ambiental por generación de polvo, ruidos y vibraciones. Estabilización de taludes por uso de material aluvial y de excavaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Estructurar cronograma de actividades de forma que minimice tiempos de operación. Usar, en lo posible, desmonte y material aluvial para estabilización de taludes.
Detonación de explosivos	<ul style="list-style-type: none"> Deterioro de la calidad ambiental por gases, ruidos y vibraciones. Riesgo de accidentes. 	<ul style="list-style-type: none"> Programar actividades de acuerdo al cronograma con el mismo. Cumplir con plan de manejo.

Actividades del Proyecto	Impacto Potencial	Mitigación Propuesta
Disposición final de efluentes domésticos	<ul style="list-style-type: none"> Potencial contaminación de aguas superficiales, hábitat acuático y riesgo en la salud de usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> Disponer efluentes domésticos.
Emisiones de gases y partículas	<ul style="list-style-type: none"> Potencial deterioro de la calidad ambiental por gases de combustión, partículas y ruidos. 	<ul style="list-style-type: none"> Las emisiones gaseosas, aunque irrelevantes, manejadas manteniendo los equipos en buena operación.
Posición final de residuos sólidos domésticos	<ul style="list-style-type: none"> Potencial riesgo de afección en la salud de trabajadores y pobladores. Alteración del paisaje. 	<ul style="list-style-type: none"> Cumplir plan de manejo.
Empleo de mano de obra local	<ul style="list-style-type: none"> Efecto positivo por incremento de oportunidad de trabajo. 	<ul style="list-style-type: none"> Contratar, en la medida de lo posible, personal de la zona Remunerar de acuerdo a estándares de la región.

FUENTE: EIA – EGEMSA Enero del 2000

b. Plan de Acción Preventivo y/o Correctivo

A fin de evitar y disminuir los impactos ambientales negativos a niveles aceptables en el área de influencia del proyecto hidroeléctrico, se recomienda que se ejecuten las medidas de prevención y/o corrección presentadas a continuación.

- a. Evitar la erosión y desestabilización de cauces.
- b. Potenciar el incremento de las actividades comerciales. c. Evitar el Inadecuado manejo de insumos y Residuos.
- c. Proteger Flora y fauna terrestre.
- d. Uso de agua para las actividades domésticas y de recreación.
- e. Evitar la posible ocurrencia de conflictos por la propiedad de la comunidad.
- f. Minimizar los efectos de la migración.
- g. Potencializar los beneficios del empleo local.

c. Plan de Monitoreo, Seguimiento y/o Vigilancia.

El Plan de Monitoreo, Seguimiento y/o Vigilancia permitirá la evaluación periódica, integrada y permanente de la dinámica de las variables ambientales, tanto de orden biofísico como socioeconómico y cultural; con el fin de, suministrar información precisa y actualizada para la toma de decisiones orientadas a la conservación o uso sostenible de los recursos naturales y el medio ambiente durante la construcción y operación de la Pequeña Central.

d. Plan de Contingencia

El Plan de Contingencias tiene por objetivo establecer las acciones necesarias, a fin de prevenir y controlar desastres naturales y accidentes laborales que pudieran ocurrir en el área de trabajo,

Durante la vida operativa de la planta, de tal modo que permita contrarrestar los efectos generados por la ocurrencia de eventos asociados a fenómenos de orden natural y a emergencias producidas por alguna falla de las instalaciones de seguridad o error involuntario en la operación y mantenimiento de los equipos.

4.2.5 DISEÑO Y SELECCIÓN DEL EQUIPO

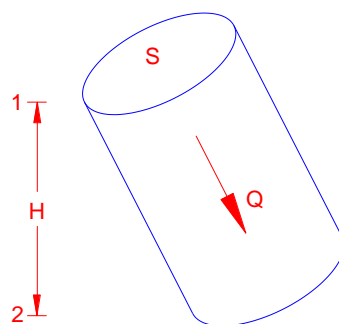
Al obtener parámetros como la caída neta y el rendimiento de la turbina y del generador, es posible obtener la potencia que se puede alcanzar del aprovechamiento hídrico. La escogencia de la potencia de diseño está condicionada además por factores como el costo de la obra y el de la energía producida, las medidas ambientales y los parámetros operacionales de la turbina y el generador, entre los cuales se debe realizar una optimización de beneficios.

4.2.5.1 Principio de funcionamiento de una PCH

Aprovechando la caída del recurso hídrico se genera energía en una PCH usando la energía potencial del caudal Q al final de la caída H , ésta se transforma posteriormente en energía mecánica en la turbina y finalmente en energía eléctrica en el generador.

4.2.5.2 Potencia

Teniendo en cuenta el desplazamiento del caudal Q desde el punto 1 al punto 2 se encuentra la potencia del aprovechamiento.



La presión es igual a:

$$P = \rho * g * H$$

Dónde:

ρ =es la densidad del agua, igual a 1000 Kg/m³

g =es la aceleración de la gravedad en m/s²

H =es la caída en metros

La =potencia es igual a:

$$P = F * v$$

Dónde:

F= es la fuerza

v =Esla velocidad

La fuerza equivale a:

$$F = p * S$$

Dónde:

S =es la sección

La potencia es igual a:

$$P = d * g * H * S * v$$

Conocido que el Caudal es igual a:

$$Q = v * s$$

Se tiene:

Para el agua se tiene las siguientes magnitudes.

$$p = 10^3 * 9.81 \frac{kg}{m^3} * \frac{m}{s^2} H(m) * Q(\frac{m^3}{s})$$

Como:

$$kg * \frac{m^2}{s} = N * m = Watt$$

Se tiene que la potencia del recurso es igual a:

$$P = 9.81 \times 10^3 * H * Q (w)$$

$$P = 9.81 * H * Q * n (Kw)$$

Dónde:

P =es la potencia del recurso en kw

Q =es el caudal en m³/seg.

H =es la altura en m

9.81 =es la gravedad.

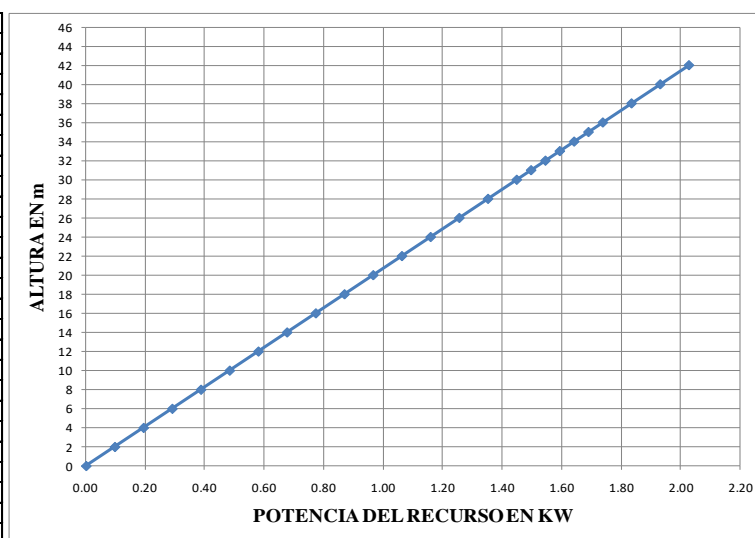
η = es la eficiencia del pequeña central hidroeléctrica

Analizando para nuestro proyecto:

POTENCIA DE DISEÑO		
	Unidades	Rio Marcunuyo
H.neto	m	32
H.util	m	39
Eficiencia		90%
Q. Caudal	m ³ /s	5.47
Pdiseño	KW	1544.00

De la curva de duración de caudales tenemos: Q. Al 45% es: 5.47m³/seg. y las pérdidas totales 7m.

Altura Hn (m)	Potencia (Mw)
0	0.00
2	0.10
4	0.19
6	0.29
8	0.39
10	0.48
12	0.58
14	0.68
16	0.77
18	0.87
20	0.96
22	1.06
24	1.16
26	1.25
28	1.35
30	1.45
31	1.50
32	1.544
33	1.59
34	1.64
35	1.69
36	1.74
38	1.83
40	1.93
42	2.03

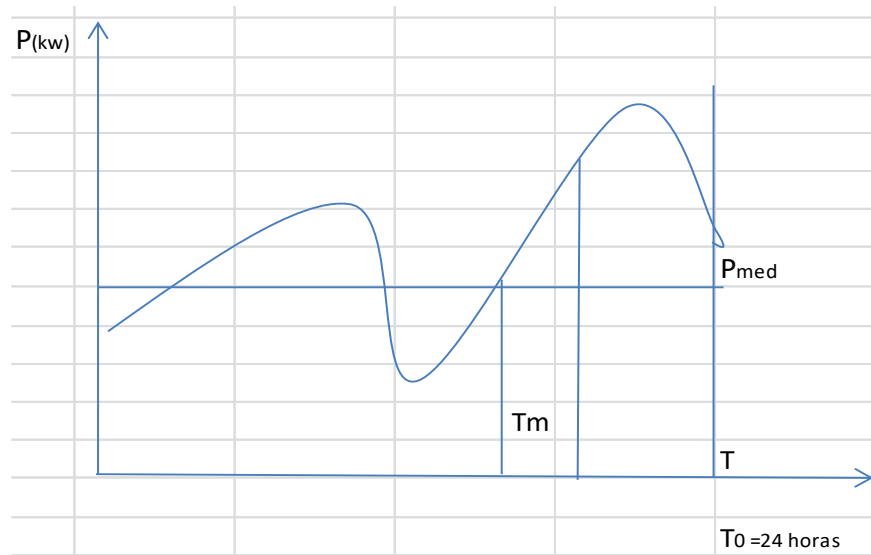


Para lograr generar una potencia de 1.54MW es necesario una altura promedio de 32m. Ver anexos

4.2.5.3 Energía

Se establece la demanda de energía eléctrica de la región en un día, determinando el valor máximo, mínimo y medio. A partir de esto, se determina la potencia instalada en la PCH, que debe ser superior a la demanda máxima de la comunidad.

La curva de demanda de energía eléctrica en un día, indica la forma como se debe regular el paso del caudal a lo largo del tiempo para proporcionar la potencia demandada en cada momento del día.



La energía de la demanda EE equivale a:

$$EE = \int P_i dt = \int (9.81 * n * H * Q dt)$$

La potencia media P_{med} equivale a:

$$P_{med} = A/T_0$$

Dónde: A es la energía total en kmh, suministrados durante el tiempo T o en nuestro caso de 24 horas.

Un buen uso de la potencia de la potencia instalada de la PCH, se puede observar con el factor de carga y factor de utilización.

El factor de carga m representa la relación entre la demanda máxima ya la media, este factor equivale a:

$$m = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{A * T_m}{A * T_0} = \frac{T_m}{T_0}$$

Dónde: P_{max} es la potencia máxima que se representa durante el tiempo T_m .

El factor de utilización n de la demanda es la relación entre la potencia media P_{med} y la potencia instalada en la PCH P_{inst} ella equivale a:

$$n = \frac{P_{med}}{P_{inst}}$$

Dónde: P_{inst} es la potencia instalada en la PCH

Con base en el factor de carga y en el factor de utilización se puede concluir que es beneficioso para el proyecto disponer de factores cercanos a la unidad. Valores diferentes indican picos elevados de demanda y una potencia instalada prácticamente sin utilizar.

TABLA 4.1: CALCULO DE LA DEMANDA DE POTENCIA ACTUAL

Tipo de Carga	Pot. Max.	Carga Diurna			Carga Nocturna		
	(kW)	m	N	kW	m	n	kW
Doméstica	1166.7	0.50	0.80	466.67	0.80	0.80	746.67
Comercial	4.5	0.50	0.80	1.80	0.80	0.80	2.88
Institucional	2.0	0.70	0.80	1.12	0.50	0.80	0.80
Industrial	10	0.70	0.80	5.60	0.70	0.80	5.60
Alumbrado Público	2.8	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	2.80
		Total Diurno		475.2	Total Nocturno		758.7

Método ITDG (donde m: factor de planta y n: factor de utilización)

Fuente: Elaboración propia

Luego analizando el crecimiento de usuarios

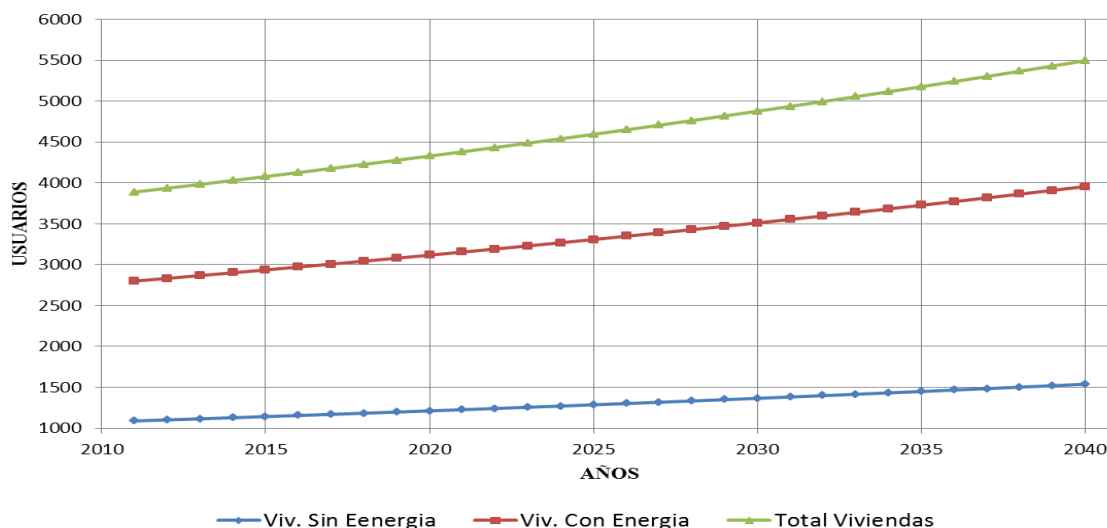


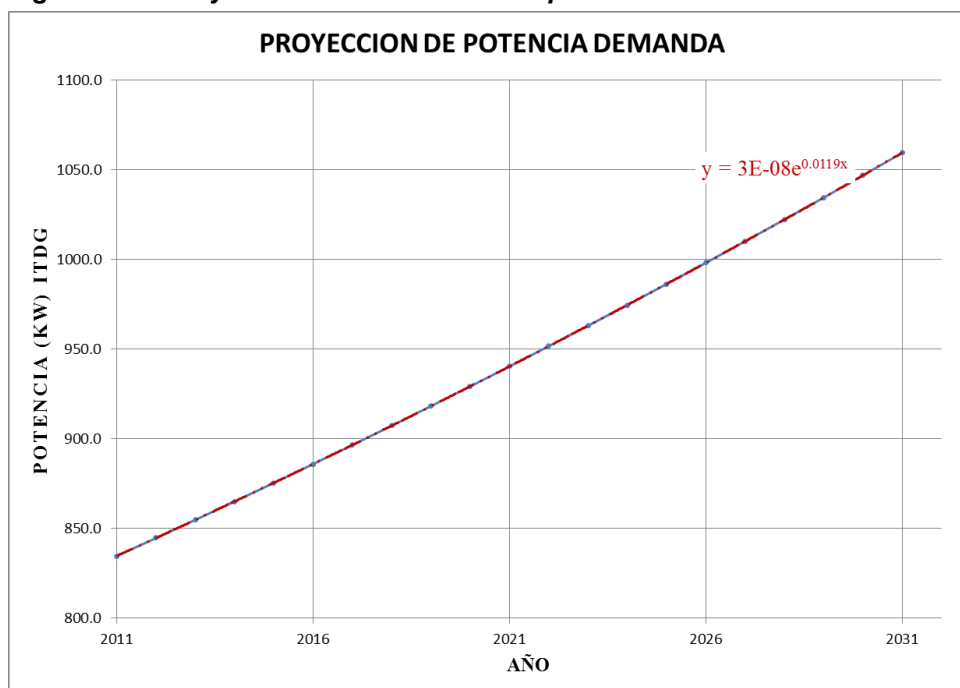
FIGURA 4.15: PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO

TABLA 4.11: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Año	ITDG (kW)	ITDG (kWh)
2011	834.6	4,386,770
2012	844.6	4,439,411
2013	854.8	4,492,684
2014	865.0	4,546,596
2015	875.4	4,601,155
2016	885.9	4,656,369
2017	896.5	4,712,246
2018	907.3	4,768,792
2019	918.2	4,826,018
2020	929.2	4,883,930
2021	940.4	4,942,537
2022	951.6	5,001,848
2023	963.1	5,061,870
2024	974.6	5,122,612
2025	986.3	5,184,084
2026	998.2	5,246,293
2027	1010.1	5,309,248
2028	1022.3	5,372,959
2029	1034.5	5,437,435
2030	1046.9	5,502,684
2031	1059.5	5,568,716

FUENTE: elaboración propia

Figura 4.16: Proyección de la demanda de potencia



FUENTE: elaboración propia

Como observamos nuestra potencia está entre los rangos [834.6 – 1059.5] esto es menor de 1.54MW

4.2.5.4 Obras de concreto

Tipos de aprovechamientos

El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento – en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto.

De acuerdo a los aprovechamientos pueden clasificarse en:

- Aprovechamientos de agua fluyente
- Centrales a pie de presa con regulación propia
- Centrales en canal de riego o tubería de abastecimiento de agua
- Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

Los aprovechamientos de baja o considerable altura son esquemas típicos de valle, que admiten dos soluciones:

En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una presa que forman lagos artificiales.

El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses, cosa que sería imposible en un proyecto de pasada.

4.2.5.5 Centrales de pie de presa

Un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico no puede permitirse la construcción de un gran embalse, dado el elevado costo de la presa y sus instalaciones anexas. No obstante, si existen embalses construidos para otros usos - regulación de caudal, protección contra avenidas, riego, alimentación de agua potable, etc. - se puede generar electricidad con los caudales excedentes, o con los desembalses para riego y aducción de agua, e incluso con el caudal ecológico que está obligado a mantener el embalse.

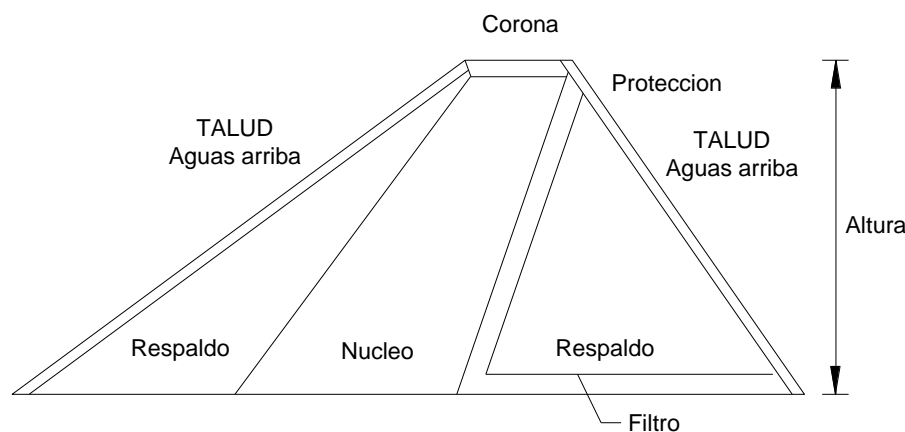
En este caso es necesario comunicar el nivel de aguas arriba con el de aguas abajo, mediante una estructura hidráulica en la que se inserte la turbina. Si la presa tiene una salida de fondo a solución es obvia. Si no existiera ninguna toma de agua prevista podría utilizarse una toma por sifón, solución muy elegante que no exige realizar obras de fábrica en la presa y el conjunto puede ser transportado a obra, completamente pre-montado. La solución es adecuada para presas de hasta 10 m de altura y turbinas de no más de 1 MW, aunque exista un ejemplo en Suecia, de una toma de sifón en una central de 11 MW, y varias tomas de sifón con alturas de hasta 30 m.

4.2.5.6 Presas

En ingeniería se denomina presa o represa a una barrera fabricada con piedra, hormigón o materiales sueltos, que se construye habitualmente en una cerrada o desfiladero sobre un río o arroyo con la finalidad de embalsar el agua en el cauce fluvial para su posterior aprovechamiento en abastecimiento o regadío, para elevar su nivel con el objetivo de derivarla a canalizaciones de riego, o para la producción de energía mecánica al transformar la energía potencial del almacenamiento en energía cinética, y ésta nuevamente en mecánica al accionar la fuerza del agua un elemento móvil. La energía mecánica puede aprovecharse directamente, como en los

antiguos molinos, o de forma indirecta para producir energía eléctrica, como se hace en las centrales hidroeléctricas.

Figura 4.18: Estructura de Presa



Fuente: Centrales hidráulicas (Ismael SuescunMonzalve).

PARTES QUE CONFORMAN LA PRESA:

CORONA:	Parte superior de la estructura, generalmente revestida para prevenir el secado del corazón impermeable y proporcionar una vía para el tránsito de vehículos.
ALTURA:	Diferencia entre las elevaciones de la corona y el punto más bajo de La cimentación.
BORDO LIBRE:	Distancia vertical entre el nivel de la corona y el de las aguas máximo extraordinarias (NAME); este último se alcanza cuando el vertedor trabaja a su capacidad límite de descarga. El bordo libre debe de proteger a una presa, con cierto margen de seguridad, de los efectos del oleaje generado por el viento o sismos y tomar en cuenta el asentamiento máximo de la corona.
NAMO:	Nivel de aguas máximas ordinarias. Coincide con la elevación de la cresta del vertedor en el caso de una estructura que derrama libremente; si se tienen compuertas, es el nivel superior de estas.
TALUDES EXTERIORES:	Están relacionados a la clasificación de suelos que se va a usar en la construcción, especialmente suelos impermeables. El talud elegido es estrictamente conservador, y dependen del tipo de cortina y de la naturaleza de los materiales.
NÚCLEO IMPERMEABLE:	Pantalla impermeable de la cortina construida consuelo compactado este núcleo puede estar al centro y ser vertical o inclinado, o bien, localizado próximo al paramento de aguas arriba. Dichas alternativas van a depender de los materiales del lugar.

RESPALDOS:	Partes de la cortina construidas con materiales permeables (enroca miento, gravas o arenas), o bien, suelos limosos o arcillosos colocados aguas abajo pero confinados por filtros.
FILTROS:	Elementos de la sección formados con arena limpia, bien graduada, destinados a colectar las filtraciones a través del núcleo y protegerlo de una posible erosión interna; puede requerirse un filtro vertical al centro, unido a otro en la base, aguas abajo: cuando el respaldo de aguas arriba debe de construirse con un material de permeabilidad relativamente baja, suelen intercalarse capas filtrantes horizontales.
PROTECCIONES:	Para evitar la erosión causada por oleaje por el talud de aguas arriba o por lluvias en el de aguas abajo, los paramentos respectivos se forman con materiales capaces de resistir dicha acción. Aguas arriba es conveniente usar una capa de enroca miento, pero la carencia de las rocas en el lugar puede obligar el uso de losas de suelo cemento, concreto o de recubrimientos asfálticos. Aguas abajo es frecuente cubrir con una capa de suelo y césped.

Presas de hormigón

Son las más utilizadas en los países desarrollados ya que con éste material se pueden elaborar construcciones más estables y duraderas; debidas a que su cálculo es del todo fiable frente a las producidas en otros materiales. Normalmente, todas las presas de tipo gravedad, arco y contrafuerte están hechas de este material.

Algunas presas pequeñas y las más antiguas son de ladrillo, de sillería y de mampostería.

Diseño del cuerpo de presa

Para lograr una estructura que sea exitosa desde el punto de vista de calidad y costo, la ejecución de la presa de concreto debe ser tan rápida como posible, se establece que el cuerpo principal de la presa debe estar libre de obstáculos, razón por la cual las estructuras de la toma, descarga de fondo y desvío se sacan del monolito y sólo se conserva en su interior los ductos para las turbinas. La presa se zonificó en dos niveles de requerimiento estructural a la tracción entre capas de colocación, el tipo A con una resistencia de 1.2 MPa y el tipo B de 0.6 MPa, lográndose de esta manera optimizar costos y favorecer el comportamiento térmico. A efectos

de lograr tanto las velocidades de construcción buscadas, cómo la buena adherencia entre capas, se diseñó la mezcla de manera que en condiciones normales (madurez menor a 400 oC/h) simplemente se colocara una capa de concreto sobre la otra, sin uso de mortero o lechada de pega, lo que condujo a su vez a establecer una mezcla de alta pasta así como a dosificar un aditivo retardante para contar con un inicio de fragua del concreto entre las 18 y 26 horas.

Para optimizar el volumen de la presa y cumplir con los requerimientos sísmicos (aceleraciones pico de diseño OBE=0.43 m/s y MCE=0.76 m/s) se realizara un proceso de optimización de la sección transversal. A fin de reducir al máximo los esfuerzos de tensión para la presa producto de las sollicitaciones sísmicas, se realizara un análisis de sensibilidad de diferentes secciones transversales.

La escogencia de la sección óptima se realizara en dos etapas.

- ✓ La primera consiste en el análisis de estabilidad, donde se garantice que la presa es estable ante volcamiento, deslizamiento, flotación y excentricidad de la carga.
- ✓ La segunda es el análisis de esfuerzos. La sección óptima será la que produzca menores esfuerzos de tensión en zonas críticas y con condiciones de estabilidad adecuadas.



Aguas Arriba



Aguas Abajo

Figura 4.19: Proyección Embalse de la PCH- Marcunuyo.

Fuente: Elaboración propia

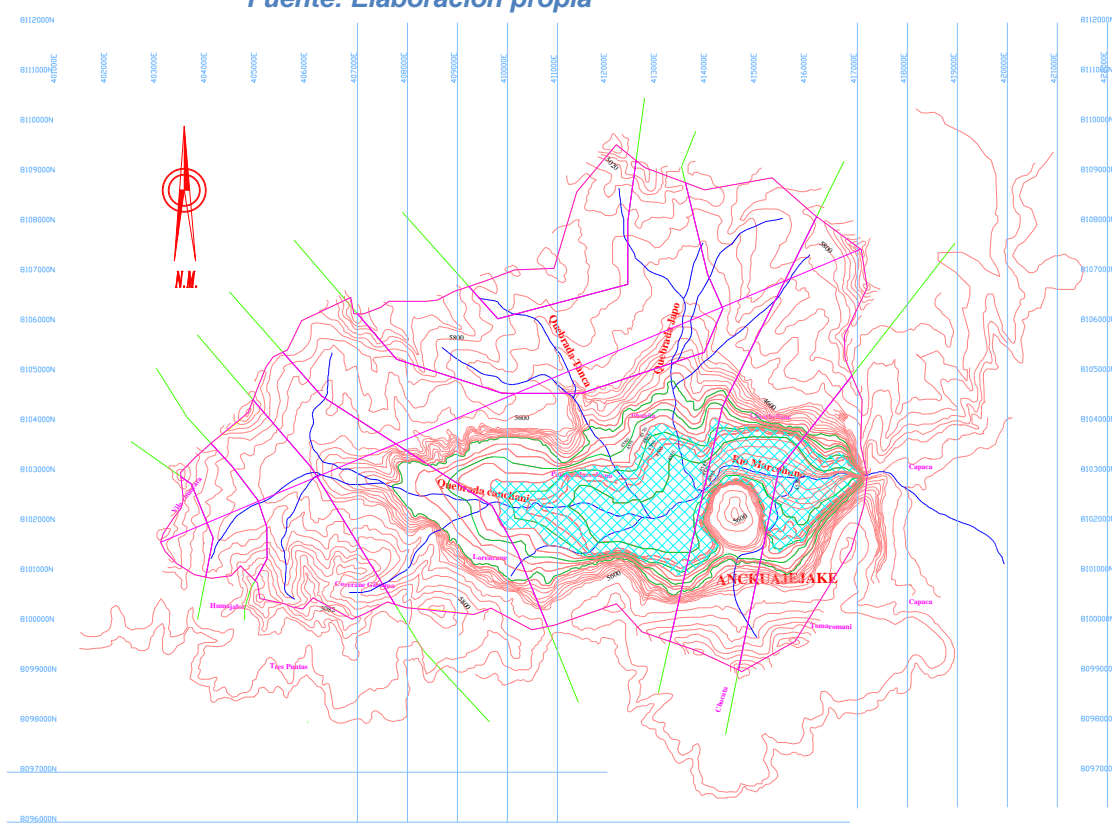


Figura 4.20: Ubicación Del Embalsamiento Para La PCH- Marcunuyo.

Más detalles ver anexo de planos

Fuerzas actuantes sobre las presas de concreto

Sobre una presa actúan tres tipos de cargas: las cargas principales, las cargas secundarias y las cargas excepcionales.

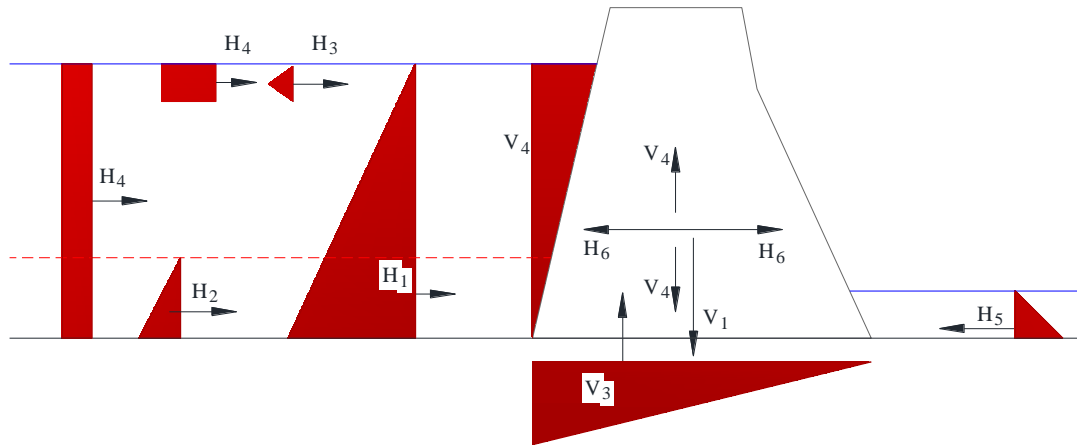


Figura4.21: Fuerzas Que Actúan En Una Presa De concreto
Fuente: elaboración propia

- 1) Las cargas principales son las que siempre actúan sobre la estructura y son tres: carga de agua carga del peso propio y la carga de infiltración.

Carga de agua:	Es debida a la distribución hidrostática de presión y tiene una resultante horizontal de la fuerza P1. También existe componente vertical en el caso de que el espaldón de aguas arriba tenga un talud y las cargas equivalentes aguas abajo operasen en el espaldón respectivo).
Carga del peso propio:	Se determina para un peso específico del material. Para un análisis elástico simple se considera que la fuerza resultante P2 actúa a través del centroide de presión
Carga de infiltración:	Los patrones de infiltración de equilibrio se desarrollarán dentro y por debajo de la presa, por ejemplo, en los poros y las discontinuidades, con una carga resultante vertical identificada como un empuje externo e interno.

- 2) Las cargas secundarias pueden ser temporales o no presentarse durante la vida útil de la obra. Esta fuerzas son:

Carga de sedimentos:	los sedimentos acumulados generan un empuje horizontal, considerado como una carga hidrostática adicional
Carga hidrodinámica de ondas:	es una carga transitoria generada por la acción de las ondas sobre la presa (generalmente no es importante)
Carga de hielo:	Se puede desarrollar en condiciones climáticas extremas (generalmente no es importante).
Carga térmica (Presas de concreto):	Es una carga interna generada por las diferencias de temperatura asociadas con los cambios en las condiciones ambientales y con la hidratación y enfriamiento del cemento.
Efectos interactivos:	Son internos, surgen de las rigideces relativas y las deformaciones diferenciales de una presa y su cimentación.
Carga hidrostática sobre los estribos:	Es una carga interna de infiltración en los estribos en una roca maciza. (Es de particular importancia en las presas de arco o de bóveda).

Carga de agua

W_w : componente vertical de la fuerza del agua - el peso del agua $W_w =$ (peso por unidad de agua) * (volumen de agua) de la unidad de peso del agua = 0,0624 kip / pie³ o 9.810 N / m³

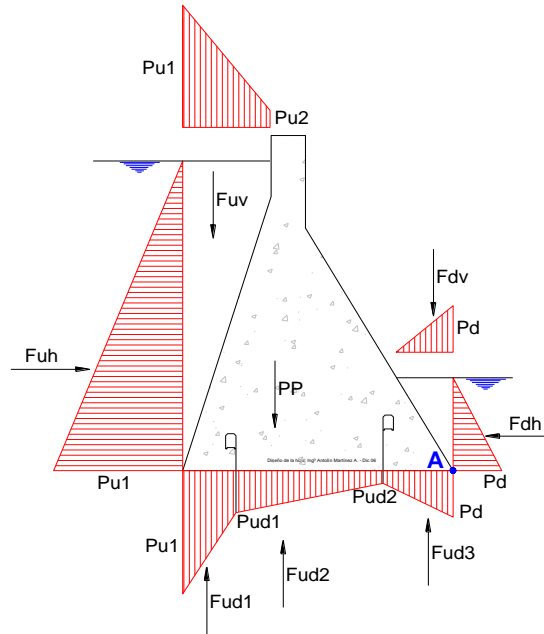
H_w : la componente horizontal de la fuerza del agua del agua se aplica presión (*) en la forma de un triángulo. Cuanto más profunda es el agua, la presión más horizontal que ejerce sobre la presa. Así, en la superficie del depósito, el agua está ejerciendo ninguna presión y en la parte inferior del depósito, el agua está ejerciendo una presión máxima.

La base del triángulo es igual a la unidad de peso de agua. La fuerza total ejercida por el triángulo es igual al área del triángulo:

$H_w = 0,5 * (\text{la unidad de peso de agua}) \text{ de altura} * 2 = \text{altura de la altura del agua}$

La fuerza actúa en el centro de gravedad del triángulo - un tercio del camino desde la parte inferior. La flecha de color marrón muestra que la fuerza total de los actos de agua.

FIGURA 4.22: Fuerzas Que Actúan En Una Presa De concreto



FUENTE: elaboración propia

Levantamiento fuerza, u:

Si no hay drenaje, la fuerza de elevación es el resultado de la presión del agua bajo la presa empujando hacia arriba en la presa

Peso del hormigón, w c

$W_c = (\text{el peso específico del hormigón}) * (\text{volumen de hormigón})$
 el peso específico del hormigón = 2400 kg/m^3

4.2.5.7 Tubería forzada

La tubería tendrá una longitud de 45 m. En cuanto a su diámetro, éste puede pre-dimensionarse teniendo en cuenta la limitación de la velocidad del agua que debe existir a la entrada de la válvula de guarda de la turbina.

- Para válvulas de mariposa: $v < 4 \text{ m/s}$
- Para válvulas esféricas: $v < 7 \text{ m/s}$

Aunque no debe adoptarse como criterio definitivo, en saltos inferiores a 200 m suelen instalarse válvulas de mariposa y en saltos superiores a 300 m, esféricas.

Conocidos el caudal a turbinar y la máxima velocidad permitida a la entrada de la válvula de guarda de turbina puede obtenerse la sección de esta válvula y por tanto, su diámetro:

El diámetro de la válvula da idea del diámetro de tubería a instalar, aunque hay que tener en cuenta que es conveniente que éste sea mayor, con el objeto de disminuir las pérdidas de carga.

Diámetro tubería menor	→	Mayor velocidad del agua	→	Mayor pérdida de carga	→	Disminución del salto neto
Diámetro tubería mayor		Menor velocidad del agua		Menor pérdida de carga		Menor disminución del salto neto

4.2.5.8 Selección de turbinas

Existen varios tipos de turbinas, sin embargo algunas de éstas, en la actualidad se encuentran con mucho atraso tecnológico con respecto a otras; por lo que el análisis se concentrará en el estudio de las más utilizadas.

BASES PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA

TURBINA PELTON	Las turbinas Pelton operan eficientemente en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 m ³ /s aproximadamente). Por razones hidroneumáticas, y por sencillez de construcción, son de buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (entre 30% y 100% del caudal máximo).
TURBINA FRANCIS	Su aplicación es muy amplia en lo que a alturas de salto se refiere y a la variedad de caudales en los cuales se la puede instalar (entre 2 y 200 m ³ /s), se puede realizar una clasificación en base a la velocidad específica del rodete:

	<ul style="list-style-type: none"> - Turbinas Francis rápidas y extra rápidas (para saltos pequeños, hasta a 20 m). - Turbina Francis normal (para saltos medianos, entre 20 y 200m) - Turbina Francis lenta (para saltos grandes, 200 m o más).
TURBINA KAPLAN	Las turbinas Francis son menos voluminosas que las Kaplan realizando la comparación entre dos de la misma potencia y generalmente se instalan con el eje en posición vertical, sin embargo también se las puede encontrar colocadas de forma horizontal o inclinada. Debido a características de su singular diseño, permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, con buenos rendimientos y dentro de un amplio rango de variación de caudal, y generalmente son utilizadas en grandes potencias.

Selección de acuerdo a las características del aprovechamiento

La potencia de la turbina, se encuentra directamente relacionada con la altura del salto, para el cálculo de la potencia útil presente en el eje del grupo.

<p>Por lo que la potencia en la turbina será:</p> $P = \frac{1000 \cdot Q \cdot H \cdot \eta}{102} \quad (3.7)$	<p>Dónde:</p> <p>P = potencia al eje de la turbina ρ = densidad del agua [1000 kg/m³]. g = gravedad [m/s²]. Q = caudal [m³/s]. H = altura del salto neto [m]. η = rendimiento de la turbina.</p>
<p>Y la potencia a la salida del generador:</p> $P_E = P \cdot \eta_{GR}$ $\eta_{GR} = \eta \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \quad (3.8)$	<p>Dónde:</p> <p>ηGR = rendimiento del grupo. η = rendimiento de la turbina ηTR = rendimiento mecánico. ηG = rendimiento del generador.</p>
<p>Para determinar el salto neto se cuenta con las siguientes fórmulas:</p>	
<p>En las turbinas de reacción:</p> $H = H_b - \Delta H_T \quad (3.9)$	<p>Dónde:</p> <p>Hb = salto bruto. [m] ΔHT = altura de pérdidas en la conducción. [m] Hm = altura de montaje de la turbina. [m]</p>
<p>En las turbinas de acción:</p> $H = H_b - \Delta H_T - H_m \quad (3.10)$	

Selección de la turbina en coordinación con fabricantes

Para saber la turbina que definitivamente va a ser instalada en el proyecto se coordinara con los proveedores de turbinas; es por ello que a continuación se presentan los cuadros de selección de los distintos fabricantes.

La elección rápida de la turbina

Se puede dar elección rápida de la turbina mediante para una pequeña central hidroeléctrica utilizando la diagrama de la figura 4.8 en la que aparecen diversas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal y potencia y una eficiencia promedio.

CUADRO: limitación por la máxima potencia de 1000 MW.

Eficiencia del grupo de generación η_{GR}				
Potencia (KW)	TIPO DE TURBINA			
	PELTON	MICHELL-BANKI	FRANCIS	AXIAL
<50	58-65%	54-62%	59-65%	58-66%
51-500	65-69%	62-65%	66-70%	66-70%
501-5000	69-73%	65%	70-74%	70-74%

Fuente: OLADE

Asumiendo una eficiencia promedio se tiene una relación lineal entre H y Q para una potencia contante P en coordenadas logarítmicas.

El límite superior de estos diagramas en cuanto a potencia dependerá de la definición nacional o regional de los rangos establecidos y de lo que se denomina una pequeña central hidroeléctrica como se muestra en la tabla 2.2.

El siguiente diagrama se basa en la ecuación de la cual se despeja el salto neto de modo que:

$$H = \frac{P}{\rho * g * n} * \frac{1}{Q}$$

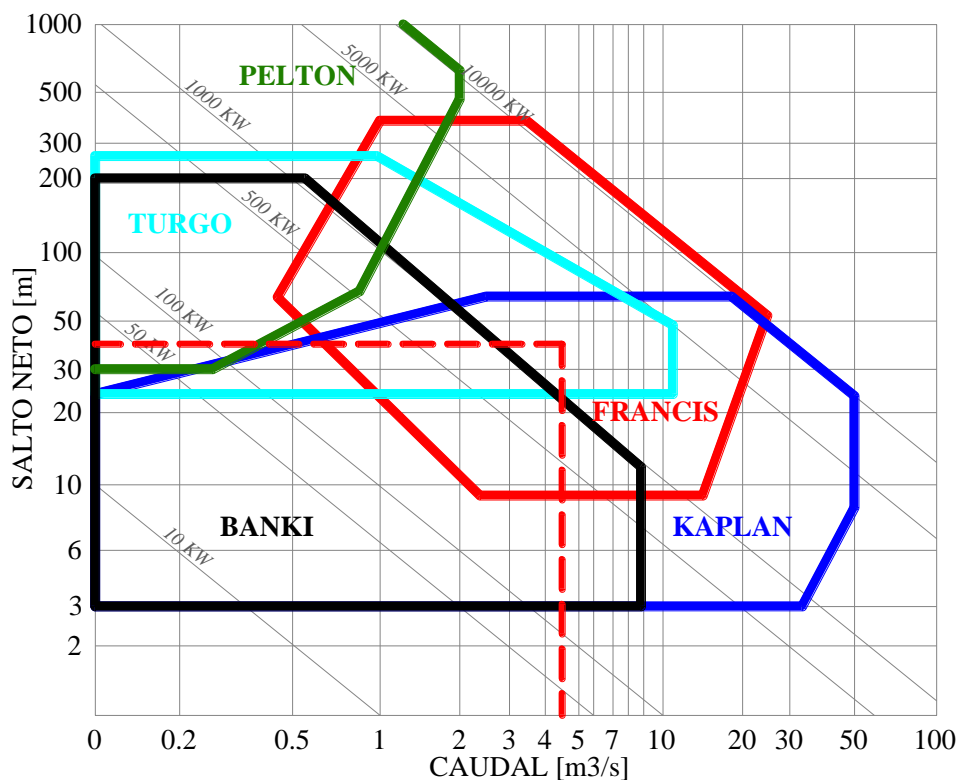
Tomando logaritmos:

$$\log H = \log \left(\frac{P}{\rho g n} \right) - \log Q$$

En la cual tenemos Q=5.47 m/s² y una altura neta de 32 m.

Para el proyecto se elegirá turbina FRANCIS

Figura 4.23: Selección de la Turbina.



Fuente: ITDG (Manual de Mini y Micro Centrales)

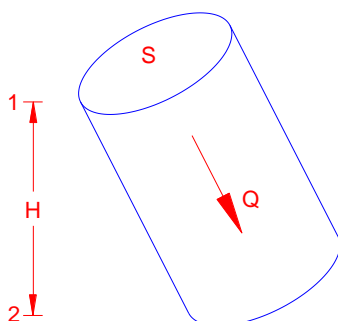
CAPITULO V:EXPOSICIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

RESULTADO DE PRIMER OBJETIVO

5.1 CALCULO PARÁMETROS HIDROENERGETICOS DE (H) Y (Q) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍAELÉCTRICA

5.1.1 POTENCIA.

Teniendo en cuenta el desplazamiento del caudal Q desde el punto 1 al punto 2 se encuentra la potencia del aprovechamiento.



Analizando para nuestro proyecto:

POTENCIA DE DISEÑO		
	Unidades	Rio Marcunuyo
H.neto	m	32
H.util	m	39
Eficiencia		90%
Q. Caudal	m ³ /s	5.47
Pdiseño	KW	1544.00

Cuadro.5.2: Potencia de diseño

De la curva de duración de caudales tenemos: Q. Al 75% es: 5.47m³/seg. y las pérdidas totales 7m.

Altura Hn (m)	Potencia (Mw)
0	0.00
2	0.10
4	0.19
6	0.29
8	0.39
10	0.48
12	0.58
14	0.68
16	0.77
18	0.87
20	0.96
22	1.06
24	1.16
26	1.25
28	1.35
30	1.45
31	1.50
32	1.544
33	1.59
34	1.64
35	1.69
36	1.74
38	1.83
40	1.93
42	2.03

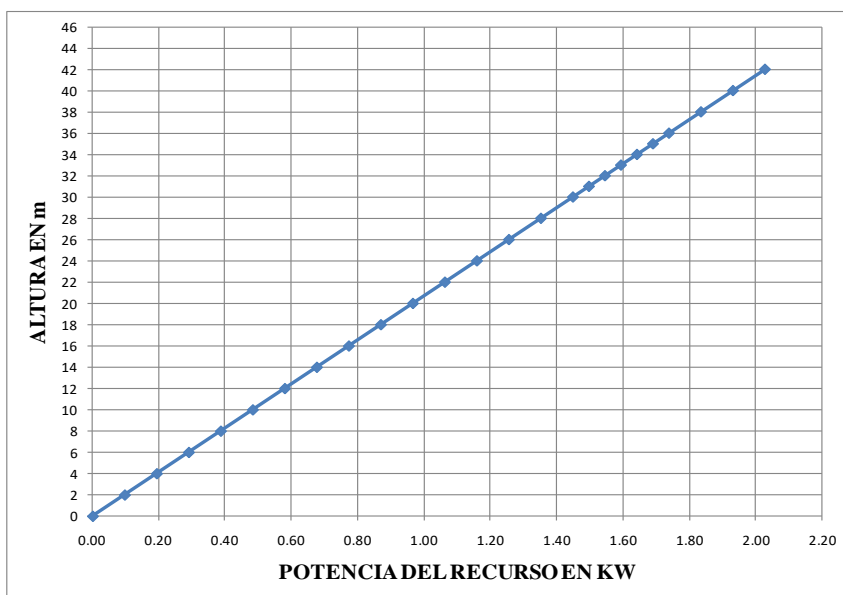


Figura Representación de la potencia (kw) y altura (m).

Para lograr generar una potencia de 1.54MW es necesario una altura promedio de 32m. Ver anexos.

5.1.2 ENERGÍA.

Se establece la demanda de energía eléctrica de la región en un día, determinando el valor máximo, mínimo y medio. A partir de esto, se determina la potencia instalada en la PCH, que debe ser superior a la demanda máxima de la comunidad.

CALCULO DE LA DEMANDA DE POTENCIA ACTUAL

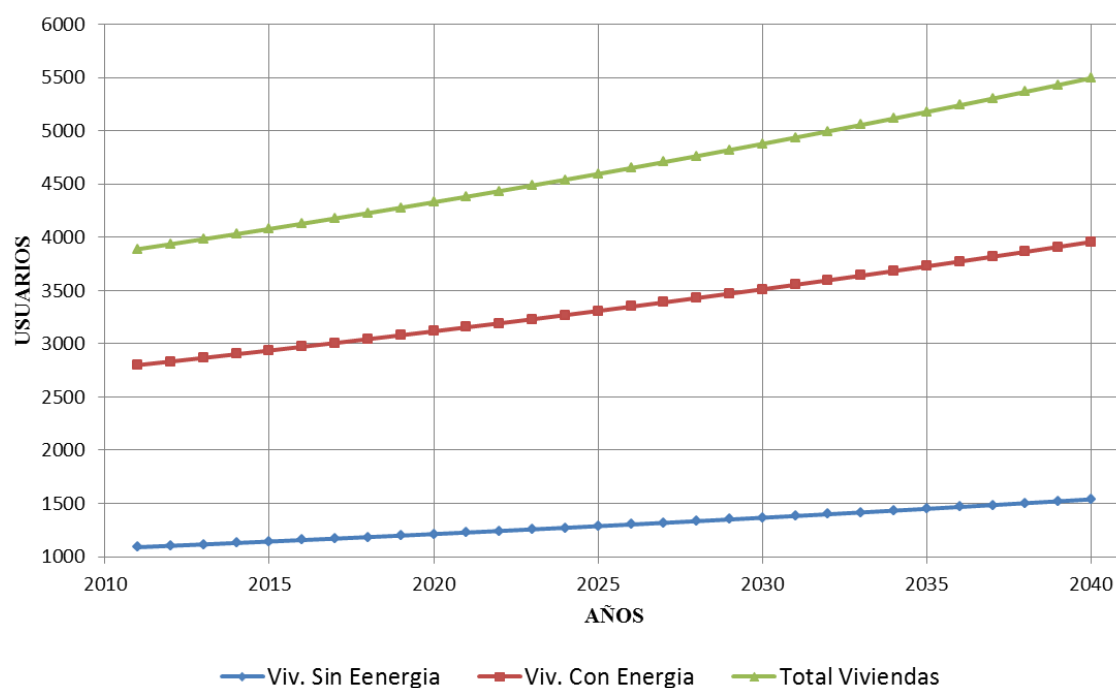
Tipo de Carga	Pot. Max.	Carga Diurna			Carga Nocturna		
	(kW)	m	N	kW	m	n	kW
Doméstica	1166.7	0.50	0.80	466.67	0.80	0.80	746.67
Comercial	4.5	0.50	0.80	1.80	0.80	0.80	2.88
Institucional	2.0	0.70	0.80	1.12	0.50	0.80	0.80
Industrial	10	0.70	0.80	5.60	0.70	0.80	5.60
Alumbrado Público	2.8	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	2.80
		Total Diurno		475.2	Total Nocturno		758.7

Método ITDG (donde m: factor de planta y n: factor de utilización)

Fuente: Elaboración propia

Luego analizando el crecimiento de usuarios

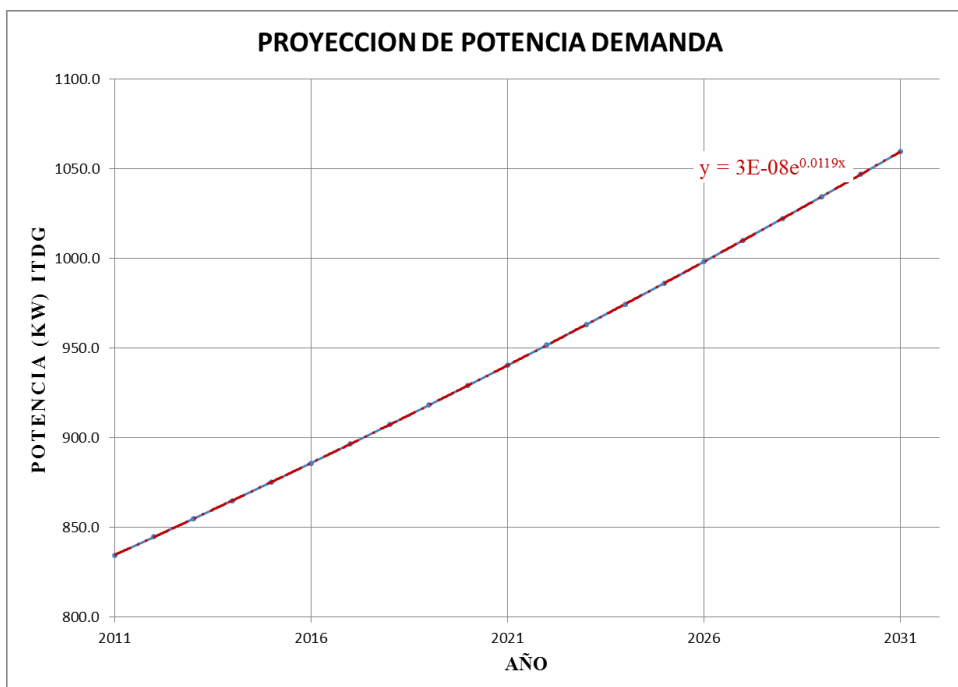
PROYECCION DEL CRECIMIENTO



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Año	ITDG (kW)	ITDG (kWh)
2011	834.6	4,386,770
2012	844.6	4,439,411
2013	854.8	4,492,684
2014	865.0	4,546,596
2015	875.4	4,601,155
2016	885.9	4,656,369
2017	896.5	4,712,246
2018	907.3	4,768,792
2019	918.2	4,826,018
2020	929.2	4,883,930
2021	940.4	4,942,537
2022	951.6	5,001,848
2023	963.1	5,061,870
2024	974.6	5,122,612
2025	986.3	5,184,084
2026	998.2	5,246,293
2027	1010.1	5,309,248
2028	1022.3	5,372,959
2029	1034.5	5,437,435
2030	1046.9	5,502,684
2031	1059.5	5,568,716

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA



5.2 Estimación de la demanda actual.

Actualmente en el distrito de Macusani existen 2800 usuarios, con el servicio de energía eléctrica, representando el 72%, 1089 usuarios sin servicio de energía eléctrica que representa el 28%, haciendo un total de 3889 usuarios representando un 100%, incluido sus centros poblados y sus comunidades.

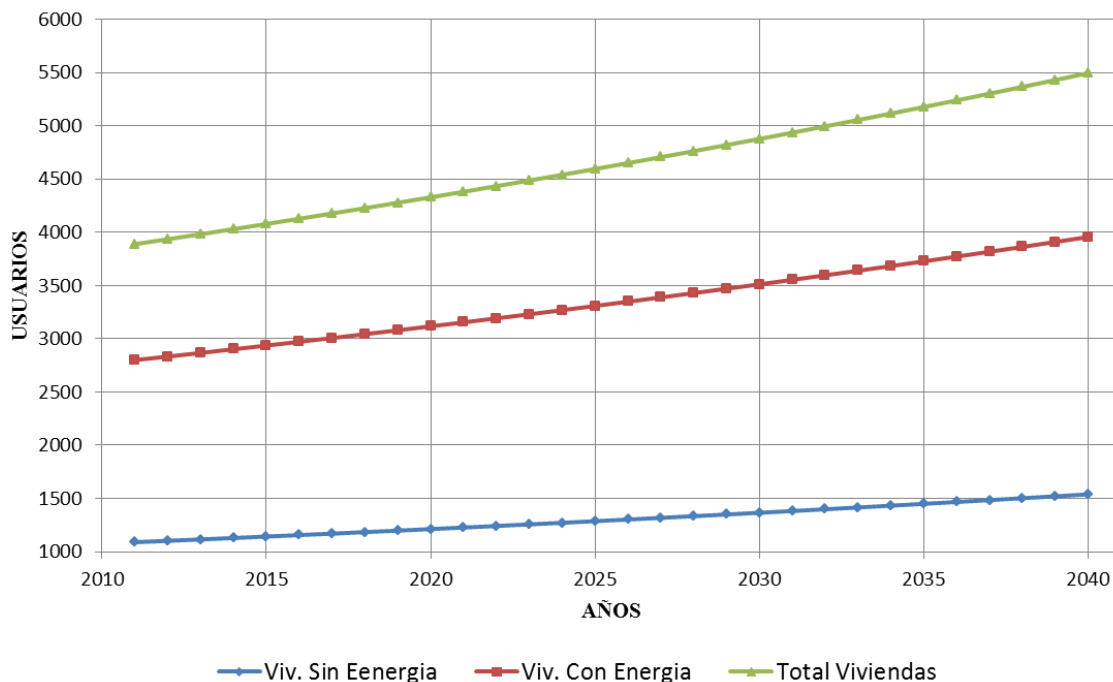
CALCULO DE LA DEMANDA ACTUAL

Tipo de Carga	Pot. Max.	Carga Diurna			Carga Nocturna		
	(kW)	m	N	kW	m	n	kW
Doméstica	1166.7	0.50	0.80	466.67	0.80	0.80	746.67
Comercial	4.5	0.50	0.80	1.80	0.80	0.80	2.88
Institucional	2.0	0.70	0.80	1.12	0.50	0.80	0.80
Industrial	10	0.70	0.80	5.60	0.70	0.80	5.60
Alumbrado Público	2.8	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	2.80
		Total Diurno		475.2	Total Nocturno		758.7

Método ITDG (donde m: factor de planta y n: factor de utilización)

Luego analizando el crecimiento de usuarios

PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO



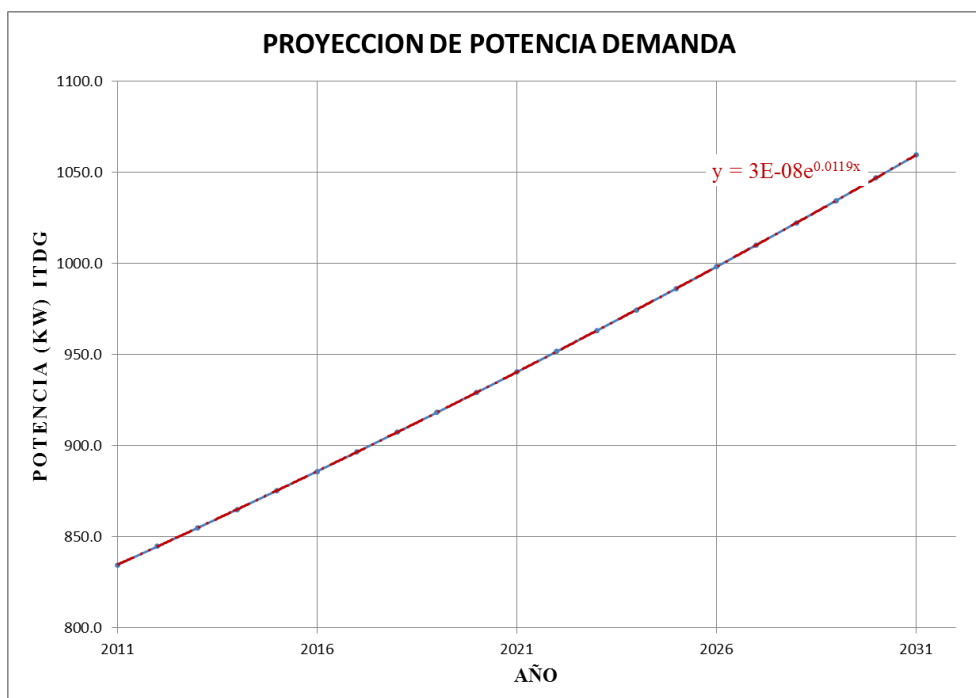
RESULTADO DEL SEGUNDO OBJETIVO**5.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA****5.3.1 Proyección de la demanda de energía**

Las proyecciones de energía para el distrito de Macusani, se tomó una tasa de crecimiento de 1.2%.

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Año	ITDG (kW)	ITDG (kWh)
2011	834.6	4,386,770
2012	844.6	4,439,411
2013	854.8	4,492,684
2014	865.0	4,546,596
2015	875.4	4,601,155
2016	885.9	4,656,369
2017	896.5	4,712,246
2018	907.3	4,768,792
2019	918.2	4,826,018
2020	929.2	4,883,930
2021	940.4	4,942,537
2022	951.6	5,001,848
2023	963.1	5,061,870
2024	974.6	5,122,612
2025	986.3	5,184,084
2026	998.2	5,246,293
2027	1010.1	5,309,248
2028	1022.3	5,372,959
2029	1034.5	5,437,435
2030	1046.9	5,502,684
2031	1059.5	5,568,716

como observamos nuestra potencia está entre los rangos [834.6 – 1059.5] esto es menor de 1.54MW



CAPITULO VI CONCLUSIONES

- Calculando los parámetros hidroenergéticos (H) y (Q) para la generación de energía eléctrica y diseño de los componentes de la Pequeña Central Hidroeléctrica Marcunuyo se ha obtenido un caudal de 5.47 metros cúbicos por segundo ($Q = 5.47 \text{ mt}^3/\text{s}$) y una altura neta de 32 metros ($H = 32 \text{ m}$) con estos datos llegamos a obtener la potencia requerida de 1.54 MW.
- Teniendo una demanda actual de 844.6 kw y para el año 2031 es proyectado a 1059.5 kw, con el presente estudio se lograra satisfacer la demanda. Para la ejecución del presente estudio se requiere una inversión total de 5, 636,365 nuevos soles. Los valores obtenidos en el estudio económico del VAN = 6, 483,900.30 soles, del TIR = 27.6%, el coeficiente B/C = 1.64, y el periodo de recuperación es en 6 años. Por lo que decimos que el presente estudio es muy rentable.
- Asumiendo una eficiencia promedio se tiene una relación lineal entre H y Q para una potencia contante P en coordenadas logarítmicas. El límite superior de estos diagramas en cuanto a potencia dependerá de la definición nacional o regional de los rangos establecidos y de lo que se denomina una pequeña central hidroeléctrica como se muestra en la tabla 2.2. El siguiente diagrama se basa en la ecuación de la cual se despeja el salto neto de modo que:

CAPITULO VII RECOMENDACIONES

- Es evidente el enorme potencial energético del país conformado por Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. Tal potencial ofrece alternativas de generación de energías sostenibles y económicamente atractivas en prácticamente todo el territorio, especialmente en la región andina. Dentro de las innumerables ventajas que ofrecen las PCHs para la atención de la demanda eléctrica local se podrían resaltar:
- Un alto porcentaje del país posee un potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable, lo cual representa una importante solución energética para gran parte de las zonas no interconectadas del país, e incluso para atender total o parcialmente la demanda de muchos municipios menores dentro de la zona interconectada.
- Los grandes proyectos hidroeléctricos además de sus posibles impactos ambientales demandan un flujo intensivo de inversión el cual únicamente lo puede garantizar muy pocas empresas de generación en el país. En este sentido las PCHs constituyen alternativas financieramente atractivas que permiten la participación de inversionistas privados o entidades públicas locales en la expansión del sector.
- Adicionalmente, las PCHs representan una fuente de energía renovable, limpia y sostenible. Esta característica incluso puede significar ingresos para el proyecto a través de la negociación de los Certificados de Reducción de Emisiones de CO2 contemplados en el Protocolo de Kyoto o acceder a fondos de financiación a través de los Mecanismo de Desarrollo Limpio.

CAPITULO VIII BIBLIOGRAFIA

1. APARICIO J. (1992), fundamentos de hidrología de superficie (1° editorial), México.
2. ASSUREIRA M. (2004) Centrales Hidroeléctricas, Pontificia Universidad Católica del Perú,, fondo Editorial Lima.
3. BARRERA P. (1994) Cartografía (1° edición) México
4. CHOW V. (1994) Hidrología Aplicada, (1°edición) y traducción 2000.
5. EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A. EGEMSA (2000) Estudio de Impacto Ambiental. Perú
6. HORI JUAN. (1990) Diseño de elementos de máquina.
7. INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP (ITDG) (1996) Manual de mini y micro centrales hidráulicas (1° edición) lima.
8. INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP (ITDG) (1998) Fichatécnicaturbinamichellbanki. (1° edición) Lima Perú.
9. INSTITUTO NACION DE ESTADISTICA Y INFORMATICA -2005 ELABORACION LARM 2007.
10. JOAN F. Y OLIVERA (1995) Topografía Aplicada (1° edición) México
11. JUAREZ B. (1999) Mecánica de suelos I (1° edición) Limusa
12. LIBRO BLANCO PARA LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA APPA, (2005) España.
13. MATAIX.C. (1982) Mecánica de fluidos y maquinas hidráulicas. (2° edición) Madrid.
14. MORA D.(2004) Guía para estudios de perfectibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, Bogotá.
15. ORTIZ, R. (2001) Pequeñas centrales hidroeléctricas(1° edición) Bogotá. D.C. Colombia.
16. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA, (OLADE) (1981) Lineamientos generales para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas (1° edición).
17. ORILLE A. (1998)Centrales Eléctricas I. UPC
18. PENCHE C. (1998) Manual de pequeña hidráulica (1° edición)Madrid

19. PENCHE C. (1997) Manual de la pequeña hidráulica, Comisión de la unión Europea.
20. SUESCUN I. (1997) Centrales Hidráulicas (1° edición)
21. VILLON M. (1993) Hidrología, (1° edición) Costa Rica

CAPITULO VIII ANEXOS

CÁLCULOS GENERALES (PDF)

PLANOS CENTRAL HIDROELÉCTRICA (PDF)