

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**“REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA POMABAMBA Y SU
INFLUENCIA EN LOS PARÁMETROS TÉCNICOS
ECONÓMICOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS
HUARAZ - HIDRANDINA S.A.”**

Tesis para Optar el Título de Ingeniero en Energía

AUTORES :
Bach. WILLIAM MANUEL MENDOZA GONZALES
Bach. JUAN CARLOS CARBAJAL BENITES

ASESOR :
Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN

NUEVO CHIMBOTE, 2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la universidad nacional del santa (R. D: N° 471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGIA**

**“REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
POMABAMBA Y SU INFLUENCIA EN LOS PARÁMETROS TÉCNICOS
ECONÓMICOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS HUARAZ -
HIDRANDINA S.A.”**

AUTORES :

Bach. WILLIAM MANUEL MENDOZA GONZALES

Bach. JUAN CARLOS CARBAJAL BENITES

.....
MG. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN
ASESOR

Ingeniero en Energía CIP 72486

DEDICATORIA: WILLIAM MENDOZA

*A Dios por su Amor y Protección
que nos guía y cuida día a día
en el paso por esta vida.*

*A mis Padres,
Timoteo Manuel Mendoza Baltazar y
Maritza Inés Gonzales Gomez
por su apoyo Incondicional
en mi formación personal y profesional.*

*A mi Amor y compañera en mi vida
Liliana Salcedo Quiñones
por alentarme y estar siempre a mi lado
en los proyectos de vida que nos hemos trazado.*

*A mis hermanos
Flor, Milagros, Miguel, Geovana y Lizeth
por confiar en mí.*

DEDICATORIA: JUAN CARBAJAL

*A Dios por su Amor y Protección
que nos guía y cuida día a día
en el paso por esta vida.*

*A mis Padres,
Edmundo Carbajal y Rosaria Benites
Por su ejemplo y amor*

*A mi esposa Verónica Agreda
Mi compañera de vida
Por su comprensión y apoyo infinito.*

RECONOCIMIENTO

*A mis Profesores y tutores
de la Escuela Profesional de Ingeniería
en Energía de la
Universidad Nacional del Santa
por las enseñanzas brindadas*

*A la empresa Hidrandina S.A.
por acogerme en sus instalaciones
desde mis practicas pre-profesionales
y actual desempeño en las diferentes áreas*

WILLIAM MENDOZA GONZALES

RECONOCIMIENTO

*Al Mg. Robert Guevara Chinchayan
Por sus consejos y enseñanzas
y su apoyo incondicional en la realización de esta tesis.*

*A todos los Profesores de la
EAP de Ingeniería en Energía
Por el apoyo desinteresado
Y sus enseñanzas durante
Nuestra vida universitaria.*

*Y a toda la Promoción 2002
Ingeniería en Energía.*

JUAN CARBAJAL BENITES

INDICE

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Descripción del lugar donde se realizó el estudio	5
1.4 Justificación	7
1.5 Hipótesis	8
1.6 Objetivos	8
CAPITULO II: MARCO TEORICO	9
2.1 Centrales Hidroeléctricas	10
2.2 Componentes de las centrales hidroeléctricas	14
2.3 Indicadores técnicos económicos	33
2.4 Aspectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas.	37
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	43
3.1 Materiales	44
3.2 Método de calculo	48
CAPITULO IV: RESULTADOS	49
4.1 Diagnostico actual del sistema de generación de la CH Pomabamba	50
4.2 Repotenciación de la CH de Pomabamba	56

4.3	Benchmarking entre indicadores	60
4.4	Evaluación económica	64
4.5	Discusión de resultados	65
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		67
Conclusiones		68
Recomendaciones		69
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		70
ANEXOS		75

FIGURAS

Figura N° 1 Ubicación Geográfica CH Pomabamba	6
Figura N° 2 Galerías CH Pomabamba	7
Figura N° 3 Ubicación Geográfica UN Huaraz	7
Figura N°4 Perfil longitudinal de un salto de agua con tubería forzada	11
Figura N°5 Componentes de la turbina Pelton	16
Figura N°6 Esquema del inyector	18
Figura N°7 Esquema de una turbina Francis	19
Figura N°8 Componentes de una turbina Francis	21
Figura N°9 Selección de una turbina hidráulica por su potencia y altura	22
Figura N° 10 Esquema de un salto hidráulico con turbina Pelton	34
Figura N° 11 Grupo Hidráulico N°01 de la CH Pomabamba	45
Figura N° 12 Canal de aducción de la CH Pomabamba	47
Figura N° 13 Grupo Hidráulico N°02 Francis de la CH Pomabamba	47
Figura N° 14 Caudales promedios a la salida del desarenador. (Periodo 2013-2017)	50

CUADROS

Cuadro N° 1 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia	12
Cuadro N° 2 Diámetro límite de sólidos en suspensión	29
Cuadro N° 3 Datos técnicos de los Grupo Hidráulico de la CH Pomabamba	44
Cuadro N° 4 Datos técnicos de los generadores de la CH Pomabamba	45
Cuadro N° 5 Datos técnicos de regulación de los Grupo Hidráulico de la CH Pomabamba	45
Cuadro N° 6 Datos técnicos de los transformadores de la CH Pomabamba	46
Cuadro N° 7 Datos de obras Hidráulicas Civiles de la CH Pomabamba	46
Cuadro N° 8 Indicadores técnicos de Operación de GH Individuales CH Pomabamba	54
Cuadro N°9 Remuneraciones para GH Individuales CH Pomabamba	55
Cuadro N°10 Cronograma de actividades para repotenciación GH N° 2	57
Cuadro N° 11 Indicadores técnicos de Operación de GH Individuales CH Pomabamba Repotenciada	58
Cuadro N°12 Remuneraciones para GH Individuales CH Pomabamba	60
Cuadro N°13 Comparativo entre remuneración total	64

GRAFICOS

Grafico N° 1 Comparativo entre potencias	60
Grafico N° 2 Comparativo entre Rendimientos específicos	61
Grafico N° 3 Comparativo entre factores de planta medio	62
Grafico N° 4 Comparativo entre remuneración por energía	63
Grafico N° 5 Comparativo entre remuneración por potencia	63

RESUMEN

La central hidroeléctrica de Pomabamba cuenta con tres unidades de generación perteneciente a la U.N Hidrandina S.A. El recurso hidráulico actualmente aprovechable es de 1.745 m³/s (en los 03 grupos hidráulicos de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba) , de un caudal útil igual 2.8 m³/s disponible a la salida del desarenador. Con lo cual la Potencia efectiva es de 1400 KW de un total disponible de 1736 KW.

Se realizó la repotenciación del GH N° 2 (debido a que los dos grupos restantes son de propiedad aun de ADINELSA hasta el año 2025) , la cual consta de aprovechar 1.554 m³/s del caudal disponible no utilizado para generar 1558 KW con una turbina Francis de eje horizontal de 2000 KW de potencia hidráulica. Así mismo se realizó el cambio de la tubería de presión de la mencionada unidad de generación, consiguiéndose un incremento de la Potencia efectiva de 822 KW de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba, como efecto de la repotenciación realizada.

Los indicadores técnicos de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba mejoraron así tenemos que el rendimiento efectivo mejoro desde 4.487 a 3.941 m³/KWh y el factor de planta medio se incrementó en 5.4 % , se obtuvo un incremento en las remuneraciones por energía y potencia en 72% y se obtuvo un TIR igual a 375 % y un VAN de 27'799979.74 U\$ como resultado de la repotenciación de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba.

PALABRA CLAVE: Repotenciación de centrales hidroeléctricas

ABSTRACT

The Pomabamba hydroelectric plant has three generation units belonging to the U.N Hidrandina S.A. The currently usable hydraulic resource is 1,745 m³ / s (in the 03 hydraulic groups of the Pomabamba Hydroelectric Power Plant), with a useful flow equal to 2.8 m³ / s available at the outlet of the sand trap. Thus, the effective Power is 1400 KW from a total available of 1736 KW.

The repowering of GH No. 2 was carried out (due to the fact that the two remaining groups are still owned by ADINELSA until 2025), which consists of taking advantage of 1,554 m³ / s of the available flow not used to generate 1558 KW with a turbine Francis of horizontal axis of 2000 KW of hydraulic power. Also the change of the pressure pipe of the mentioned generation unit was made, achieving an increase in the effective Power of 822 KW of the Pomabamba Hydroelectric Power Plant, as a result of the repowering carried out.

The technical indicators of the Pomabamba Hydroelectric Power Plant improved so we have that the effective yield improved from 4,487 to 3,941 m³ / KWh and the average plant factor increased by 5.4%, an increase in energy and power remuneration was obtained in 72% and an IRR equal to 375% and a NPV of US \$ 27,799,979.74 were obtained as a result of the repowering of the Pomabamba Hydroelectric Power Plant.

KEYWORD: Repowering of hydroelectric power plants

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

Dentro del proceso para la distribución de la energía eléctrica en la empresa Hidrandina S.A., cuenta con once (11) centrales de generación en operación las cuales están ubicadas de la siguiente manera; (06) centrales en Cajamarca, (02) en La Libertad y (03) en Ancash. En estas 11 centrales hidráulicas se cuenta con un total de 26 grupos hidráulicos de los cuales 19 grupos hidráulicos son de propiedad de Hidrandina S.A y 07 grupos hidráulicos son de propiedad de ADINELSA.

Siendo así en la provincia de Ancash, se encuentra la central Hidroeléctrica de Pomabamba la cual posee tres (03) grupos de generación, dos (02) de ellos de propiedad de la empresa ADINELSA las cuales poseen turbinas Pelton con potencia efectiva de grupo de 500 KW cada una; y un (01) grupo con turbina Francis de potencia efectiva de 736 KW. Haciendo una potencia general de la central de 1.736 MW.

Debido a la antigüedad del Grupo Hidráulico N° 02 de propiedad de Hidrandina S.A. (año 1965), se plantea la alternativa de repotenciación mediante el cambio del grupo Turbina – Generador, con la disponibilidad de recurso hídrico actual, el cual aumentaría los ingresos económicos al generar mayor energía eléctrica y disminuyendo la compra de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Actualmente la venta de energía eléctrica por parte de Hidrandina S.A. a las Provincias de Pomabamba, Mariscal Luzuriaga, Distrito de Yanama y Anexos, se realiza bajo un sistema anillado de la Central Hidroeléctrica Pomabamba a la Sub Estación de Transformación Pomabamba (barra de 22.9 kv), encontrándose esta último interconectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mediante la línea de transmisión con código LT – 6689 (60 kv); teniendo así garantizado la continuidad del servicio y pudiéndose a la vez vender o disminuir la compra de energía al SEIN , siendo así se plantea el siguiente problema: **¿EN QUÉ MEDIDA LA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA POMABAMBA INFLUYE EN LOS PARAMETROS TÉCNICOS ECONÓMICOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS HUARAZ – HIDRANDINA S.A.?**

1.2 ANTECEDENTES

Se tienen los siguientes antecedentes:

Alcaraz (2,011) en su tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Autónoma de México concluye lo siguiente: La sociedad actual, no podría concebirse sin la producción y el abastecimiento de la energía eléctrica pues esta se ha convertido en un elemento indispensable para prácticamente todas las actividades de la vida moderna. Y una de las fuentes de energía renovable más atractiva es la hidroelectricidad, una energía con grandes beneficios para el mundo de hoy. Por todo el mundo, muchas centrales hidroeléctricas en particular las más antiguas, están siendo sometidas a grandes proyectos de repotenciación. Los proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas, se han vuelto un tema muy interesante para los países con tradición en la construcción de tales centrales , y es que la repotenciación de centrales generadoras existentes representa una clara oportunidad para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales.

Bonilla & Ronquillo (2,014) en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Cotopaxi en Ecuador concluyen lo siguiente: Las pequeñas hidroeléctricas juegan un importantísimo papel tanto en la garantía de suministro eléctrico como en la seguridad del sistema eléctrico para los diferentes rurales en la provincia. Este papel se verá reforzado en el futuro debido a su contribución positiva para la integración de las energías renovables como son las eólicas y solares que tendrá una afluencia aun mayor debido a que estas son energías alternativas a favor del medio ambiente. El presente proyecto de tesis se logró el aprovechamiento de las obras civiles existentes para aumentar la capacidad de generación eléctrica, través de los caudales que nos proporciona el río Ulba para dicha generación.

Finetti Domínguez & Ramos Chafloque (2018) en su tesis para el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Señor de Sipan, Chiclayo, Perú concluye lo siguiente :Para el análisis de este proyecto, se consideró estudios hidrológicos obteniendo un caudal promedio anual en los meses de estiaje que fue de 20.612 m³/s que garantizaron un resultado favorable siendo suficiente este caudal con el cual se procedió a repotenciar la mini central hidroeléctrica de Buenos Aires alcanzando una potencia de 4 MW. El rediseño conto con obras civiles suficientes

para soportar un caudal de 2.6 m³/s tomando en cuenta criterios de diseño ya planteados anteriormente los cuales se verificaron y se repotenciaron las partes necesarias como la tubería forzada, las máquinas de generación etc. Se evaluó económicamente haciendo estudios del VAN y TIR obteniendo buenos resultados como un VAN de 34 277 728 y un TIR de 131.38% en una estimación económica de 20 años.

Gutiérrez Llamo(2016) en su tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Cesar Vallejo , Cajamarca, Perú, concluye lo siguiente: Para diseñar una mini central hidroeléctrica es de mucha importancia el estudio de la máxima demanda que se va a consumir en una zona o local a electrificar, considerando sus cargas especiales y de uso más frecuentes y prolongados. b. El diseño de una mini central hidroeléctrica es de mucha importancia, tanto para su construcción, como para su vida útil, con ello se estudia la viabilidad del proyecto, para poder saber si es factible o no.

Sánchez (2,010) en su tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad de Piura, Perú comenta: El impacto de la central sobre el sistema interconectado nacional, más específicamente en el sistema eléctrico de Cajamarca, no dará mayores implicaciones. Por el contrario, permitirá satisfacer parte de la demanda de energía que necesitaría a futuro el sistema eléctrico de Cajamarca. La inversión inicial del proyecto es de US\$ 6, 356,192.846, inversión que será recuperada al cierre del octavo año, con los indicadores económicos VAN (10%) = US\$ 181,935.64; TIR: 10.4 %; relación beneficio-costos de 1.25. Con los indicadores anteriores, la rentabilidad del proyecto está garantizada, sea que este, abastezca al proyecto minero, o se realice solo como un proyecto de generación y toda su energía sea vendida al sistema interconectado. Por tanto, el proyecto de repotenciación de la Pequeña Central Hidroeléctrica, justifica su inversión y se perfila como un importante proyecto, generando desarrollo y puestos de trabajo en la zona.

Yumpo (2,011) en su tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Señor de Sipan, Chiclayo, Perú concluye lo siguiente : diferentes técnicas desarrolladas para la obtención de los datos para repotenciar la central hidroeléctrica, como es el método del área y velocidad (flotador); que consiste en

medir la velocidad superficial usando un objeto flotante, en este caso se utilizó hojas de la zona para medir el tiempo en que se demora en recorrer una longitud preestablecida en el canal. Se han obtenido resultados de altura con un GPS, coordenadas UTM. Dentro de lo que viene hacer el análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para cada uno de las posibles alternativas a fin de decidir cuál es la correcta. La repotenciación de la central hidroeléctrica el Muyo constituye una alternativa de solución al problema del suministro de energía en la región de Amazonas; mediante el incremento del caudal se aumentara la capacidad de la potencia de la central hidroeléctrica el Muyo y construyendo así una de las bases principales como es en este caso la electrificación.

1.3 DESCRIPCION DEL LUGAR DONDE SE HA REALIZADO EL ESTUDIO

a. DATOS MARCO DE LA EMPRESA :

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. comercialmente conocida como Hidrandina, es una empresa peruana que realiza actividades propias del servicio público de electricidad, fundamentalmente en distribución, comercialización y generación de energía eléctrica, en el área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N° 009-93 EM y modificatorias.

Abarca un área de concesión de 7,916 km², cubriendo las regiones de Ancash, La Libertad y parte de Cajamarca; atendiendo más de 400 mil clientes y por ello ha dividido geográficamente el área en cinco Unidades de Negocios: Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz y Cajamarca, de esta manera brinda una atención integral a sus clientes. Se brinda los servicios asociados a la electricidad, orientados a satisfacer las necesidades de sus clientes, de manera personalizada. La oficina principal se ubica en el Av. España 1030, en la ciudad de Trujillo.

Hidrandina forma parte del grupo Distriluz, la misma que está conformada por: ENOSA, ENSA Y ELECTROCENTRO, abarcando un área de concesión de 7,916 Km², donde se tiene 1'151,727 Clientes (Julio 2019) , con estos valores se convierte en el grupo de mayor cobertura en el Perú y dentro del mercado distribuidor eléctrico representando el 31% del total . Hidrandina S.A., cuenta con once (11) centrales de generación en operación las cuales están ubicadas de la siguiente manera; (06)

centrales en Cajamarca, (02) en La Libertad y (03) en Ancash. En estas 11 centrales hidráulicas se cuenta con un total de 26 grupos hidráulicos de los cuales 19 grupos hidráulicos son de propiedad de Hidrandina S.A y 07 grupos hidráulicos son de propiedad de ADINELSA.

La **central Hidroeléctrica de Pomabamba** posee tres (03) grupos de generación, dos (02) de ellos de propiedad de la empresa ADINELSA las cuales poseen turbinas Pelton con potencia efectiva de grupo de 500 KW cada una; y un (01) grupo con turbina Francis de potencia efectiva de 736 KW. Haciendo una potencia general de la central de 1.736 MW.



Figura N° 1 Ubicación Geográfica CH Pomabamba

Fuente: Unidad de Negocios Huaraz



Figura N° 2 Galerías CH Pomabamba

Fuente: Unidad de Negocios Huaraz

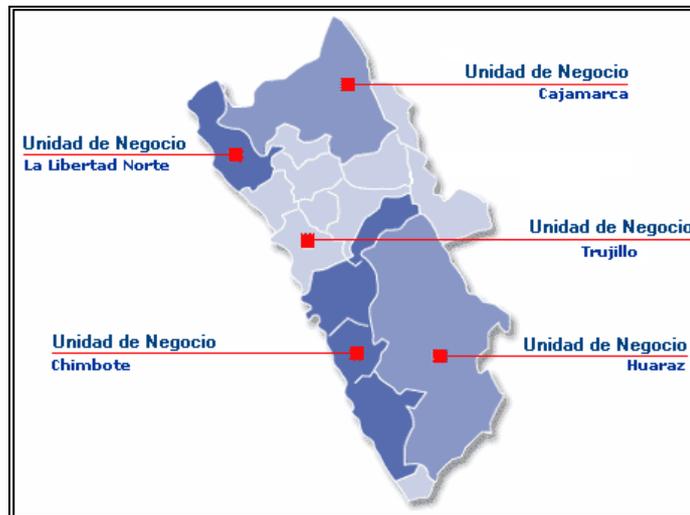


Figura N° 3 Ubicación Geográfica UN Huaraz

Fuente: Unidad de Negocios Huaraz

1.4 JUSTIFICACION

La importancia de este estudio radica en lo siguiente:

- Incrementar la potencia efectiva , disponibilidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la Unidad de Negocios Huaraz – Hidrandina S.A.

- Aumentar los ingresos económicos que contribuye la generación mediante la repotenciación de la Central Hidroeléctrica Pomabamba a la Unidad de Negocios Huaraz – Hidrandina S.A.
- Incrementar su capacidad de venta de energía eléctrica al sistema interconectado nacional haciendo uso de una central de recurso energético renovable.
- Permitirá tener información para futuros estudios de repotenciones para otras centrales de generación que cuenta la empresa Hidrandina S.A.

1.5 HIPÓTESIS

En función a la problema planteada se enuncia la siguiente hipótesis: “LA REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA POMABAMBA AL CAMBIAR EL GRUPO HIDRÁULICO N° 02 DE 0.736 MW A 1.2 MW AUMENTARÁ EL INGRESO ECONOMICO ANUAL EN 125.9 % DE LA UNIDAD DE NEGOCIOS HUARAZ – HIDRANDINA S.A. ”

1.6 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Efectuar la repotenciación de la Central Hidroeléctrica Pomabamba para mejorar los parámetros técnicos económicos de la Unidad de Negocios Huaraz – Hidrandina S.A.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Cuantificar el estado del recurso hídrico que abastece a la Central Hidroeléctrica Pomabamba.
- Establecer los criterios de repotenciación del GH N° 02 de 0.736 MW de la CH de Pomabamba.
- Determinar la mejora de los indicadores técnicos de la CH de Pomabamba.
- Determinar los beneficios económicos en la UN Hidrandina S.A al repotenciar la CH de Pomabamba.
- Realizarla evaluación económica de la repotenciación de la CH de Pomabamba.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 CENTRALES HIDROELECTRICAS.

2.1.1 GENERALIDADES.

Las centrales hidroeléctricas transforman esa energía en electricidad, aprovechando la diferencia de desnivel existente entre dos puntos. La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica, ésta activa el generador, que transforma en un segundo paso la energía mecánica en energía eléctrica. (Iñonan y Vargas, 2018)

Una central hidroeléctrica es una instalación con un conjunto de máquinas, equipo de protección y de maniobras, destinados a convertir la energía mecánica del agua en energía eléctrica. En una central hidroeléctrica se aprovecha tanto la energía cinética como la energía potencial del agua de los ríos. "Una corriente de agua contiene dos formas de energía: la debida a su velocidad (energía cinética) y la debida a su elevación (energía potencial). Esto significa que en una central hidroeléctrica, se pueden aprovechar tanto pequeños desniveles por los que circula gran cantidad de agua, como grandes desniveles por los que circula un pequeño caudal". (Martínez Cerna, 2019)

Es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica disponible en los saltos de agua para generar energía eléctrica por medio de uno o más grupos turbina-generador. La instalación de una central hidráulica es más cara que una central térmica, porque requiere de grandes gastos básicos en las obras hidrotécnicas, pero pequeños gastos de explotación; de aquí que solo se explotan esas fuerzas hidráulicas en aquellos lugares de situación muy favorable, donde pueda contarse con moderados gastos de instalación. El aprovechamiento de los saltos de agua tiene lugar, no por la velocidad de esta, sino por la presión que puede obtenerse conduciéndola a un punto elevado en relación con la altura de la toma de agua, y desde donde desciende para obtener en su caída el trabajo aprovechable. Este aprovechamiento puede obtenerse, según las circunstancias del terreno; sea en el propio cauce del río, mediante un canal especial o por canales y tuberías. (Rau Vargas,2010)

Las mini centrales hidroeléctricas, llamadas así por su potencia generada a pequeña escala, son aquellos generadores hidráulicas que transforman la energía potencial o cinética del agua, en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel más alto en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias

turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores produciendo energía eléctrica. La manera de utilizar mejor la potencia teórica del salto de agua, es aprovechando la altura del recurso, para así evitar toda pérdida inútil de energía (Gutierrez,2016)

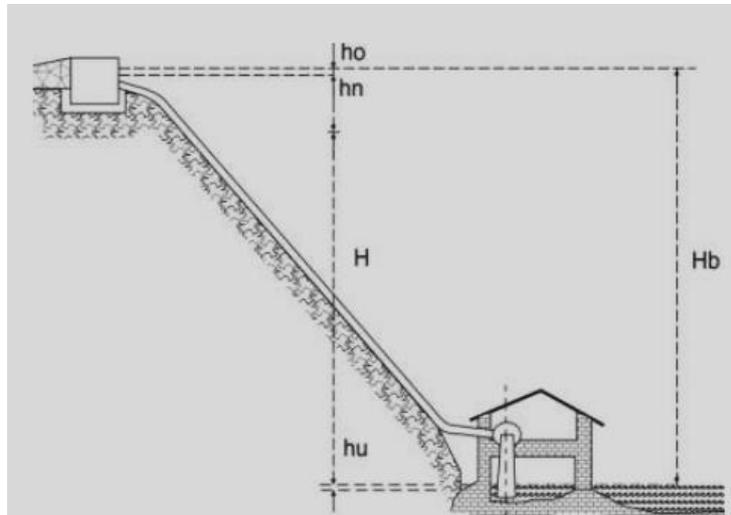


Figura N°1 Perfil longitudinal de un salto de agua con tubería forzada

Fuente : Tesis de Rau Vargas (2010)

2.1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO:

En las centrales hidroeléctricas el agua es almacenada en el embalse, el cual se forma debido a la construcción de una presa. El agua almacenada es captada mediante la bocatoma para ser llevada por la obra de conducción y posteriormente a la tubería de presión por medio de la cámara de presión o chimenea de equilibrio (o directamente del embalse a la tubería de presión). Al final de la tubería de presión se encuentra la casa de máquinas, que es el sitio en donde están instalados la turbina y el alternador. Al final del paso del agua por la casa de máquinas, el agua es devuelta al río, por medio de una obra llamada desagüe o desfogue. Mientras tanto, el movimiento del agua en contacto con la turbina en la casa de máquinas hace que ésta gire. Ya que la turbina está acoplada directamente al rotor del alternador, hace también que el rotor del alternador gire, y debido a las características electromagnéticas y mecánicas del alternador, se lleva a cabo la generación de energía eléctrica. La energía eléctrica generada es conducida directamente a los transformadores mediante conductores, para elevar el nivel de

tensión al cual se genera y posteriormente es llevada a la líneas de transmisión , las cuales la conducen hacia los centros de consumo. (Martínez Cerna, 2019)

2.1.3 CLASIFICACION.

A. SEGÚN SU POTENCIA.

La clasificación de aprovechamientos hidroenergéticos según su capacidad instalada es:

Cuadro N° 1 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia

TIPO	POTENCIA INSTALADA (KW)
Pico Centrales	0.5-5
Micro Centrales	may-50
Mini Centrales	50-500
Pequeñas Centrales	500-10000
Grandes Centrales	Mayor a 10000

Fuente: Tesis de Mamani Málaga (2017)

Además, de conformidad con el Artículo 3 del decreto legislativo N° 1002, se clasifican como Centrales de fuente RER a aquellas centrales de fuente hidráulica, cuya capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW. (Mamani Málaga, 2017)

B. SEGÚN SUS ASPECTOS CONSTRUCTIVOS.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE EMBALSE.

Son centrales hidroeléctricas captan agua y la acumulan de manera natural (lago) o artificial (dique o presa) en un embalse, para aprovechar su energía cinética y una vez utilizado su potencial, el agua es restituida al río, en muchos casos el agua almacenada es utilizada en periodos de tiempo de máxima demanda. Las represas, en general, se construyen en el curso de un río, almacenando agua que luego es liberada hacia flujos más estrechos con alta presión. Esta se conduce hacia una turbina conectada a un generador eléctrico, transformando parte de la energía mecánica en eléctrica. Finalizado el proceso, el agua es devuelta al río.(Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

Dentro de las centrales de embalse, existen diferentes tipos: se destacan las centrales a pie de presa, por derivación de las aguas, con cámara de carga y las de bombeo o reversibles. Estas últimas son un tipo especial que dispone de dos embalses situados a diferente nivel y funcionan como una central hidroeléctrica convencional cuando la demanda diaria es alta. El agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas

y queda almacenada en el inferior. Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo hidrológico de generación. (Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2018)

CENTRAL HIDROELECTRICA DE PASADA.

Centrales hidroeléctricas de pasada: utilizan el agua mientras ésta fluye normalmente por el cauce de un río. Se sitúan en los lugares en que la energía hidráulica ha de emplearse en el momento mismo que se tiene disposición de ella, con el fin de accionar las turbinas hidráulicas. El caudal suministrado varía dependiendo de las estaciones del año. Cuando las precipitaciones son abundantes (temporada de lluvias), estas centrales producen su máxima potencia y el agua excedente sigue su curso, aunque se presenta una gran cantidad de lodo arrastrado por las aguas en época de lluvia. En la temporada de estiaje, cuando no es frecuente la lluvia, la potencia efectiva desarrollada por la central hidroeléctrica disminuye notablemente. Generalmente son construidas formando presa sobre el cauce de los ríos, con el objetivo de mantener un desnivel constante en el caudal de agua. (ARIAE , 2015)

La central de embalse, es aquella que utiliza el agua que se encuentra disponible en el recurso; el caudal de agua disponible oscila con las estaciones del año. Además hay que contar con años de escasez y años de abundancia de agua. Sus turbinas se dimensionan relativamente al caudal, partiendo de consideraciones económicas. En general estas instalaciones resultan sencillas y se presentan no solo en los ríos, sino también en canales de navegación, instalándose la central hidráulica junto a las esclusas. La manera más sencilla de establecer una central de caudal consiste en remansar, en un sitio adecuado, un río de bastante caudal y de poca caída.(Rau Vargas,2010)

CENTRAL HIDROELECTRICA DE BOMBEO.

Centrales reversibles o de bombeo: Si se disponen dos embalses a distinto nivel conectados por una conducción en presión equipada con una central capaz de bombear y turbinar, la energía sobrante durante los periodos de baja demanda (horas valle) puede emplearse para impulsar el agua al embalse superior, que posteriormente se turbinar durante los períodos de mayor demanda (horas punta). Estas centrales se llaman reversibles o de bombeo, puesto que funcionan en ambos sentidos energéticos. Cuando

el embalse superior carece de aportaciones de agua propias se dice que la central es de bombeo puro, puesto que toda el agua turbinada ha debido ser previamente bombeada desde el embalse inferior. Por el contrario, el esquema reversible se califica como mixto cuando el embalse superior está situado en un río con aportaciones propias.

C. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.

Una pequeña central hidroeléctrica, se define como una unidad de generación eléctrica, basada en la utilización combinada de caudales pequeños y saltos de caídas de agua que se mantiene en ciertos niveles constantes en cada año como promedio, construidas en zonas aisladas de difícil acceso y que no representan mucha importancia al sistema de interconexión nacional por tener un área de influencia muy pequeña, donde los cambios meteorológicos que pueden hacer variar el flujo de agua son mínimas, en consecuencia la cantidad de agua disponible son pequeñas y estables en el tiempo. Actualmente, las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen determinadas características que nos ayuda a diferenciarlos de otros sistemas de mayores dimensiones. (Calmet,2014)

Las principales características que identifican estos desarrollos de generación de energía, son:

- Generalmente se diseña para caudales en determinado rango de variables aceptables (entre 5 m³/seg a 15 m³/seg).
- Es posible una administración local ∞ Tiempos de construcción cortos ∞ Las obras civiles para la construcción son generalmente simples
- Uso de tecnologías locales, combinando las capacidades locales con el tecnología avanzada, pero simplificadas y adecuadas para las condiciones reales de operación con mínimas variables
- Muy poco impacto ambiental. (Calmet,2014)

2.2 COMPONENTES DE CENTRALES HIDROELECTRICAS.

2.2.1 MAQUINAS HIDRAULICAS.

a. TURBINAS HIDRAULICAS.

Una máquina hidráulica es un dispositivo capaz de convertir energía hidráulica en energía mecánica; pueden ser motrices (turbinas), o generatrices (bombas), modificando la energía total de la vena fluida que las atraviesa. En el estudio de las turbomáquinas

hidráulicas no se tienen en cuenta efectos de tipo térmico, aunque a veces habrá necesidad de recurrir a determinados conceptos termodinámicos; todos los fenómenos que se estudian serán en régimen permanente, caracterizados por una velocidad de rotación de la máquina y un caudal, constantes. En una máquina hidráulica, el agua intercambia energía con un dispositivo mecánico de revolución que gira alrededor de su eje de simetría; éste mecanismo lleva una o varias ruedas, (rodetes o rotores), provistas de álabes, de forma que entre ellos existen unos espacios libres o canales, por los que circula el agua.(Fernández Díez, 2010)

b. CLASIFICACION

TURBINAS PELTON : Esta turbina está dentro de las turbinas de acción, de flujo tangencial, con un rodete formado por varias cucharas y un sistema de toberas que son las encargadas de inyectar la presión a la tobera. El rango de aplicación de las turbinas Pelton es para velocidades de funcionamiento bajas, además está diseñada para trabajar con saltos grandes y bajos caudales su eficiencia es del 85%. (Navarrete,2016)

Las turbinas Pelton, se conocen como turbinas de presión por ser ésta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua sólo una parte de la periferia del rodete. Así mismo entran en la clasificación de turbinas tangenciales y turbinas de acción. Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 m³/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). Por ello se colocan pocas unidades en cada central que requiere turbinas de estas características. Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más adecuada, la cual nos servirá de referencia para hacer las descripciones necesarias. (Sánchez Serrano, 2018)

La tobera o inyector lanza directamente el chorro de agua contra la serie de paletas en forma de cuchara montadas alrededor del borde de una rueda, el doble de la distancia entre el eje de la rueda y el centro del chorro de agua se denomina diámetro Pelton. El agua acciona sobre las cucharas intercambiando energía con la rueda en virtud de su

cambio de cantidad de movimiento, que es casi de 180° . Obsérvese en la figura anexa un corte de una pala en el diámetro Pelton; el chorro de agua impacta sobre la pala en el medio, es dividido en dos, los cuales salen de la pala en sentido casi opuesto al que entraron, pero jamás puede salir el chorro de agua en dirección de 180° ya que si fuese así el chorro golpearía a la pala sucesiva y habría un efecto frenado. La sección de entrada del fluido a la cuchara se denomina 11, así como 12 a la sección de salida. Cuando la presión total de energía de la columna de agua se convierte en energía cinemática, la presión del agua no cambia durante el flujo dentro de los ductos, entonces la presión en la descarga es igual a la de entrada. Estas turbinas se conocen como turbinas de presión constantes. Si existe una parte de la energía de presión en los ductos, se convierte en energía cinemática, la velocidad de salida no será igual a la de entrada. El agua fluye a través de los tubos bajo una sobrepresión, este tipo de turbinas se conocen como turbinas de presión. En las turbinas de presión, el flujo de agua es acelerada en el ducto lo que ocasiona una reacción en las paleta. (Sánchez Serrano, 2018)

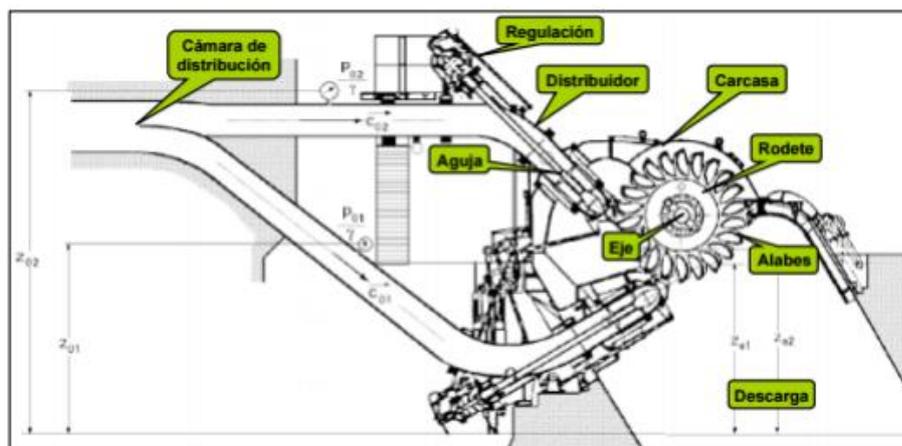


Figura N°2 Componentes de la turbina Pelton

Fuente: Turbinas Hidráulicas (Mataix)

Distribuidor. Está constituido por uno o varios equipos de inyección de agua, cada uno formado por varios elementos mecánicos. Tiene como misiones:

- Dirigir un chorro de agua hacia el rodete.
- Regular el caudal que ha de fluir hacia dicho rodete, llegando a cortarlo totalmente cuando proceda.

- Para paradas rápidas debe contar con una pantalla deflectora de desvié el chorro a la salida. (Sánchez Serrano, 2018)

Inyector. El Número de quipos de inyección, colocados circunferencialmente alrededor de un rodete, depende de la potencia y características del grupo, según las condiciones de salto de agua.

- Turbinas Pelton con eje vertical hasta seis inyectores sobre un mismo rodete.
- Turbinas Pelton con eje horizontal los inyectores instalados son uno o dos. (Sánchez Serrano, 2018)

Cada equipo de inyección está formado:

Cámara de distribución: Consiste en la extensión de la tubería forzada, situada a ésta por medio de brida de conexión, después a la situación de la válvula de entrada a turbina, según la recorrido general del agua. Tiene como misión esencial orientar el caudal de agua. Igualmente, sirve de soporte a los demás mecanismos que integran el distribuidor.

Inyector. Es el elemento mecánico destinado a dirigir y regular el chorro de agua. Transforma la energía de presión en cinética (la velocidad del agua puede ser superior a 150 m/s). Está compuesto por:

- Una tobera. Boquilla, normalmente con orificio de área circular (puede congeniar de otra sección), de un diámetro aproximado entre 5 y 30 cm, instalada en la extensión de la cámara de distribución.
- Una aguja. Vástago de acero muy duro situado concéntricamente dentro del cuerpo de la tobera, guiado por medio de cojinetes sobre los cuales tiene vaivén de desplazamiento longitudinal en dos sentidos.
- Un deflector. Dispositivo mecánico que, a modo de pala, puede ser intercalado con mayor o menor incidencia en la trayectoria del chorro de agua, entre la tobera y el rodete Sirve para evitar el embalamiento y el golpe de ariete (cierres bruscos) (Sánchez Serrano, 2018)

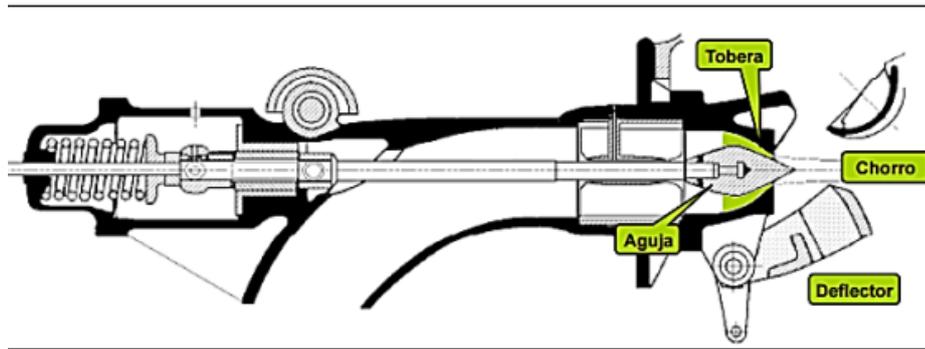


Figura N°3 Esquema del inyector
 Fuente: Turbinas Hidráulicas (Mataix)

En las turbinas Pelton la función de la carcasa es evitar que el agua salpique, además de los riesgos de accidentes, ya que el agua una vez que impulsa las cucharas sale de éstas con velocidades muy bajas, por tanto, contiene escasa energía cuando cae al canal de descarga. Debido a la forma de operar de estas turbinas, el salto aprovechable es desde la cota de agua del embalse superior hasta la altura del inyector, que lanza el chorro contra el rodete. Este tipo de turbinas se suelen emplear en centrales hidroeléctricas que disponen de un gran salto, independientemente de la variación de caudal. El rendimiento de las turbinas Pelton es muy alto, ya que prácticamente el 90% de la energía del agua se transforma en energía mecánica en el árbol. Además este rendimiento se mantiene en un rango de potencias superior al 80%. Son, por tanto, turbinas muy apropiadas para trabajar con cargas parciales, y en consecuencia, para regular sistemas eléctricos.

TURBINAS FRANCIS: Esta turbina se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales, y cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que ésta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial. El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y 125% del porcentaje nominal. (Navarrete,2016)

La turbina Francis es en la actualidad la turbina hidráulica típica de reacción de flujo radial, encontrando buena aplicación en aprovechamientos hidráulicos de características

muy variadas de altura y caudal. Esta versatilidad ha hecho que la turbina Francis sea la turbina hidráulica más generalizada en el mundo hasta el momento actual. De acuerdo con la ponderación de la altura sobre el caudal o viceversa, se originan unas particulares características en la turbina, que dan lugar a tres tipos fundamentales: lentas, normales y rápidas, diferenciándose unas de otras en la forma del rodete. (Silva Elias.2007)

Los elementos fundamentales de la turbina Francis, en el orden del paso de agua son: La carcasa, el distribuidor, el rodete y el difusor.

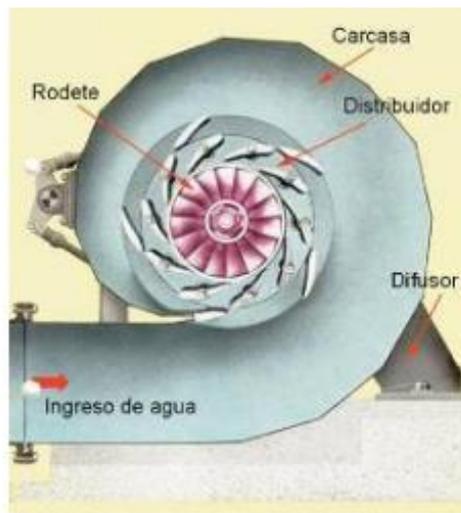


Figura N°4 Esquema de una turbina Francis

Fuente: Tesis de Silva Elias(2007)

Carcasa, cámara espiral o caracol(1): Es un ducto de sección generalmente circular y diámetro decreciente, que circunda al rodete, su función es conducir el fluido necesario para la operación de la turbina. Generalmente es de lámina de acero y está provista de unos álabes fijos que direccionan al flujo hacia el rodete. Su forma es tal que la velocidad media tiene que ser la misma en cualquier punto del caracol, evitándose así las pérdidas ocasionadas por los cambios bruscos de velocidad. A su vez, el agua no debe penetrar en la cámara espiral con una velocidad demasiado grande, ya que las pérdidas podrían ser excesivas. Según las dimensiones de la turbina se construyen de acero, concreto armado solo o con camisa de acero. Su función principal es la de transformar la energía de presión en energía cinética y cubrir las partes internas de la turbina como el distribuidor y el rodete. Pueden tener pequeños álabes difusores o ser sólo tipo voluta. (Silva Elias,2007)

Distribuidor (2): Lo constituyen una serie de álabes directrices en forma de persiana circular, cuyo paso del agua se puede modificar con la ayuda de un servomotor, lo que permite imponer al fluido la dirección de ataque exigida por el rodete y además regular el gasto de acuerdo con la potencia pedida a la turbina, su función es la de distribuir, y regular o cortar totalmente el caudal de agua que fluye hacia el rodete; desde valores máximos a un valor cero, en posición cerrada. En el distribuidor se transforma parcialmente la energía de presión en energía cinética. La regulación, se realiza, teóricamente, sin variación de la velocidad absoluta de entrada del agua en el rodete c_1 , ya que lo único que se modifica es el ángulo α_1 dentro del plano perpendicular al eje de rotación de la turbina, lo que implica que c_1 no tenga componente axial. (Silva Elias,2007)

Rodete(3): Llamado también rotor o rueda, consta de un núcleo central alrededor del cual se encuentra dispuesto un número determinado de álabes de superficie alabeada, repartidas equidistantemente al mismo, formando pieza única en bloque por fundición o soldadura. Estos álabes son construidos de bronce o de aceros especialmente aleados, para evitar corrosiones y cavitaciones; la inclinación y longitud de los álabes, respecto al eje de la turbina, depende del caudal, de la altura del salto y, en consecuencia por el diseño de la velocidad específica. Experimentalmente, se ha establecido que el número de álabes del rodete debe de ser diferente al de álabes directrices (móviles), ya que en caso contrario, se producirían vibraciones al coincidir en el espacio ambos conjuntos de álabes. El número de álabes del distribuidor suele ser primo, respecto al de álabes del rodete. (Silva Elias,2007)

Tubo de aspiración o de succión (4) : Está conectado a la salida de la turbina y en su parte final inicia la conducción hacia la descarga o desfogue. Se le llama tubo de aspiración porque crea una depresión a la salida del rodete y tiene dos funciones principales, la primera recuperar la energía cinética del agua y la segunda transformarla en energía de presión y posición, para conducir el gasto turbinado hacia el desfogue, el cual puede estar a pie de presa o en instalaciones subterráneas (aguas debajo de túneles con longitudes considerables). Generalmente se construyen de acero o concreto armado con o sin blindaje (camisa de refuerzo de acero).(García y Nava,2014)

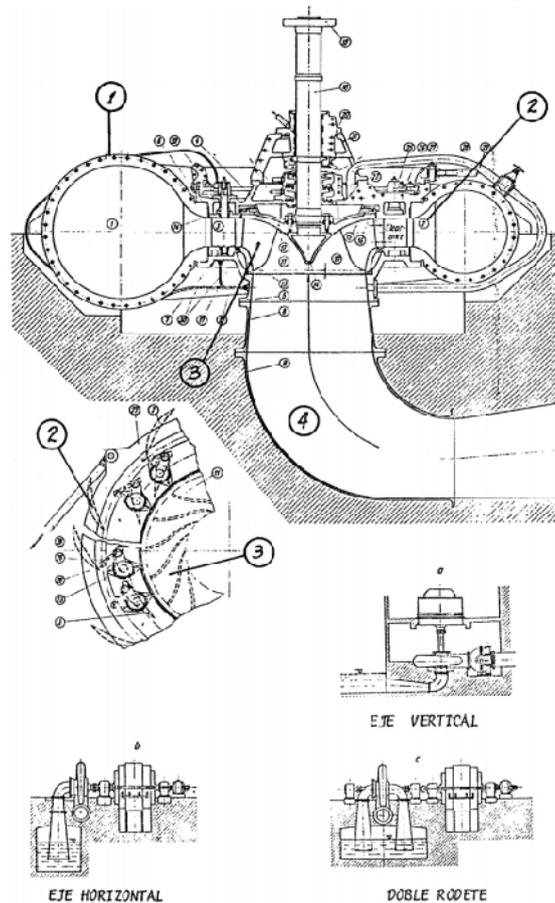


Figura N°5 Componentes de una turbina Francis

Fuente: Tesis de García y Nava(2014)

TURBINAS KAPLAN: Es una turbina de tipo hélice. Se compone básicamente de una cámara de entrada que puede ser abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con cuatro o cinco palas fijas en forma de hélice de barco y un flujo de aspiración. Se puede usar ésta turbina para caudales grandes y altos de agua menores de 50 m. Su eficiencia e éste tipo de turbina es del 93–95%.(Navarrete,2016

TURBINAS MICHELLE BANKI: También están dentro de las turbinas de acción, de flujo cruzado o transversal, la entrada radial y flujo transversal, en este caso el rodete está formado por alabes curvos la inyección de caudal se lo hace con un inyector, tienen una eficiencia en el orden del 80% y generan hasta 1000kW, debido a su forma son fáciles de construir reduciendo así su costo en relación a otro tipo de turbinas. (Navarrete,2016

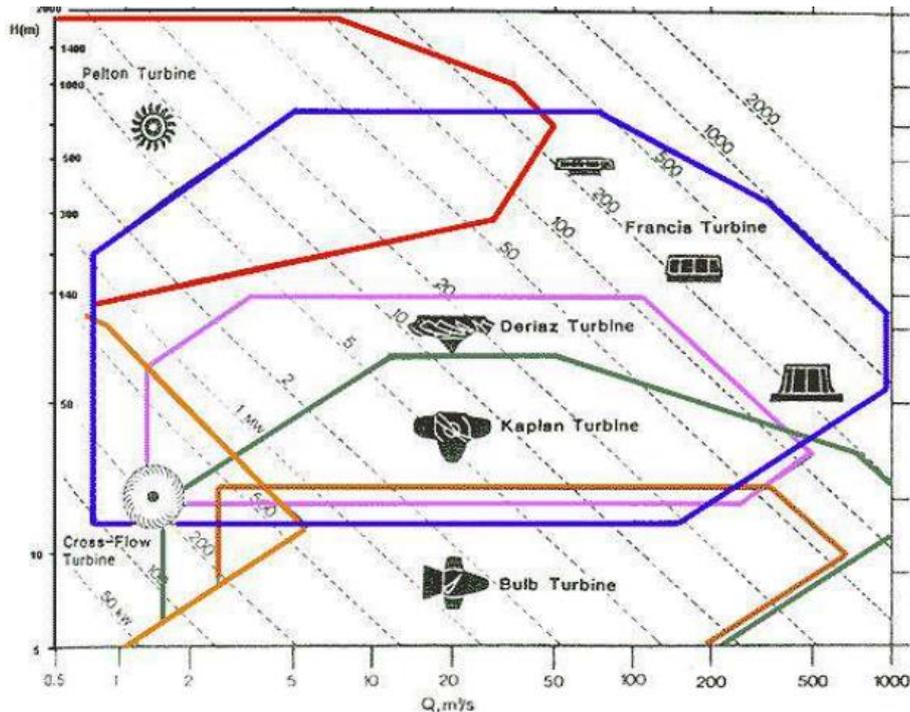


Figura N°6 Selección de una turbina hidráulica por su potencia y altura

Fuente: Turbinas hidráulicas(Mataix)

2.2.2 ELECTRICAS.

GENERADOR ASINCRONO.

Un generador Asíncrono es definido como un motor también llamado motor de inducción convencional y se usa el término asíncrono, debido que teóricamente la velocidad del rotor nunca puede alcanzar a la velocidad del estator (eso se llama Desplazamiento). Por lo tanto su velocidad de trabajo es menor que la velocidad sincrónica Las desventajas que puede tener un generador asíncrono con respecto a un generador síncrono son las siguientes:

- Su funcionamiento no es autónomo, puesto que su corriente de excitación ha de tomarla de una red ya existente.
- Como la corriente de excitación es totalmente reactiva y será proporcionarla por el generador síncrono principal, disminuye el factor de potencia de este generador principal.
- Cuando ocurre un busco descenso de la carga de la red, o se desconecte de la misma, el generador asíncrono, bajo carga, existe el peligro de que la maquina motriz se embale, a causa de que el generador está trabajando prácticamente

en vacío. Debe evitarse este peligro mediante la instalación de interruptores automáticos de intensidad mínima.

- Los generadores asíncronos se utilizan en centrales de reserva o en centrales de punta, para trabajar conjuntamente con grandes centrales; las puntas de carga quedan cubiertas con el generador asíncrono. (Calmet,2014)

Debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, éstos han venido utilizándose como generadores eléctricos sobre todo en centrales de pequeña potencia. Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.(Navarrete,2016)

GENERADOR SINCRONO:

En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo. Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua pueden emplearse diferentes sistemas de excitación:

- Autoexcitación estática. La corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de alterna en continua.
- Excitación con diodos giratorios. Se crea una corriente alterna invertida, con polos en el estator y se rectifica por un sistema de diodos, situado en el eje común.
- Excitación auxiliar. La corriente necesaria se genera mediante una dinamo auxiliar regulada por un reóstato.

En los generadores síncronos es necesario alimentar el devanado del rotor con corriente continua, la cual origina un campo magnético giratorio en el interior del generador que, a su vez, produce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator. Debido a que el rotor del generador gira, es necesario utilizar mecanismos especiales para llevar a cabo el suministro de la corriente continua de excitación. Básicamente, la

corriente continua puede ser suministrada por tres mecanismos de excitación: autoexcitación, excitación auxiliar y excitación sin escobillas. La excitación auxiliar consiste en alimentar el devanado inductor mediante la corriente continua generada por una dinamo auxiliar regulada por un reóstato y montada sobre el árbol del generador sincrónico. La autoexcitación consiste en tomar la corriente desde los terminales del generador, transformarla mediante un transformador de excitación, rectificarla mediante un sistema electrónico estático e inyectarla en el devanado inductor mediante un dispositivo de escobillas y anillos rozantes que rodean al árbol de la máquina, pero aislados del mismo árbol. (Oviedo,2015)

REGULACION Y CONTROL:

Para el control automático de la frecuencia y el voltaje generado en pequeñas, mini y microcentrales hidroeléctricas que trabajan de forma aislada, se utilizan básicamente dos métodos: por regulación del flujo de agua que entra a la turbina, y por el control de la carga eléctrica que demandan los consumidores. Para la regulación del flujo se utilizan tres tipos de reguladores:

- Regulador mecánico o manual.
- Regulador hidráulico.
- Regulador eléctrico-electrónico.

Por su parte, para el control de la frecuencia y el voltaje a través del control de la demanda de los consumidores, se utiliza un controlador electrónico, nombrado «de carga fantasma». Existe un «regulador mixto» que permite la regulación del caudal de agua que entra a la turbina, y que, por otra parte, actúa sobre la petición eléctrica de los consumidores. (Sánchez Serrano, 2018)

Con la regulación manual es muy difícil garantizar que la frecuencia y el voltaje se mantengan constantes, pues estos parámetros dependen de la rotación de la turbina, y ésta varía con la demanda eléctrica; es decir, si la demanda aumenta, la turbina disminuye su velocidad de rotación, y viceversa. La rotación de la turbina es muy variable, pues sólo es constante cuando la carga eléctrica de los consumidores es igual a la potencia real que está entregando la turbina, según un caudal y una altura de agua concretos; pero la carga de los consumidores es muy variable, ya que constantemente se están apagando y encendiendo equipos consumidores, por lo que, para que el

equilibrio entre la demanda y la potencia sean iguales, el operador tendría que estar abriendo y cerrando la válvula de entrada de agua a la turbina cada vez que se apague o encienda un consumidor. (Sánchez Serrano, 2018)

Regulador hidráulico Es un equipo que tiene incorporado un regulador de watt enlazado mecánicamente al eje de la turbina, de manera que sus revoluciones varían con las de la turbina. Su función es abrir o cerrar la válvula de entrada de lubricante a un pistón hidráulico, el cual está acoplado mecánicamente a la válvula que controla el flujo de agua que entra a la turbina. De esta forma, cada sucesión que aumenta o disminuye la petición, aumentan o disminuyen las revoluciones de la turbina, y con ellas, las del regulador de watt. Esta alternancia del regulador provoca que se abra o se cierre la válvula que da peldaño al aceite que va al pistón controlador de la cantidad de agua que entra a la turbina, y con ello, se logra de nuevo el equilibrio entre la potencia de la turbina y la potencia demandada. (Sánchez Serrano, 2018)

Regulador eléctrico-electrónico Es un regulador electrónico acoplado eléctricamente con un motor que gira en entre ambos sentidos. Este motor está acoplado mecánicamente a la válvula que controla la entrada de agua a la turbina; en otras palabras, cuando aumenta la frecuencia, el regulador electrónico envía una señal al motor para que gire la válvula de entrada, y disminuya el caudal de agua que entra a la turbina; y cuando disminuye la frecuencia, envía una señal al motor para que abra la válvula. De esta forma se controla la rapidez de rotación de la turbina, y con ello, la frecuencia y el voltaje. (Sánchez Serrano, 2018)

Regulador mixto Basado en el funcionamiento del regulador electrónico, al cual se le acopla eléctricamente un motor eléctrico que gira en ambos sentidos, por lo que el regulador mixto tiene las características del regulador electrónico y las del eléctrico electrónico; es decir, tiene la posibilidad de controlar la demanda eléctrica y el flujo de agua que entra a la turbina. Su funcionamiento es totalmente automático y el ajuste de la frecuencia es instantáneo, ya que se realiza por el regulador electrónico, y la disipación de energía es mucho menor que en el caso del regulador electrónico. Por otra parte, una vez que el banco de resistencia cede la energía que estaba disipando, el motor eléctrico hace girar la válvula de entrada para que varíe el flujo de agua, y lleve de

nuevo al banco de resistencias a disipar la misma cantidad de energía que estaba disipando antes del desequilibrio. Con este trabajo combinado se logra mantener la frecuencia y el voltaje constantes y, además, disminuir la cantidad de agua empleada en disipar energía. Ventajas: Controla el flujo de agua que entra a la turbina y mantiene constantes la frecuencia y el voltaje. (Sánchez Serrano, 2018)

2.2.3 OBRAS CIVILES.

EMBALSE:

Se denomina embalse a la acumulación de agua debido a una obstrucción en el lecho de un río que cierra parcial o totalmente su cauce. El volumen de agua queda retenido en un vaso topográfico, debido a una serie de eventos ocasionados por la naturaleza o por la intervención del hombre, gracias a la realización de obras hidráulicas. Por lo general, un embalse se forma artificialmente cerrando la boca de un valle mediante una presa o dique, dando lugar a un lago artificial, construido con el fin de producir energía hidroeléctrica o almacenar agua durante la estación lluviosa y distribuirla durante la estación seca, para el riego de terrenos o abastecimiento de agua para la población. (Córdoba, 2015)

Los embalses artificiales son aquellos generados al construir una presa en el cauce de un río y pueden tener la finalidad de:

- Regular el caudal de un río o arroyo, almacenando el agua de los períodos húmedos para utilizarlos durante los períodos más secos para el riego, para el abastecimiento de agua potable, para la generación de energía eléctrica, para permitir la navegación o para diluir contaminantes.
- Contener los caudales extremos de las avenidas o crecidas (laminación de avenidas).
- Crear una diferencia de nivel para generar energía eléctrica, mediante una central hidroeléctrica. (Cordova,2015)

REPRESA:

La presa, dique o represa es una pared que se coloca en un sitio determinado del cauce de una corriente natural con el objeto de almacenar parte del caudal que transporta la corriente. La pared debe ser diseñada para que soporte las fuerzas que se generan por la

presión del agua, y para que impida filtraciones a lo largo de su estructura y en las superficies de contacto entre la estructura y el terreno natural adyacente. Además, la presa debe contar con obras complementarias que permitan el paso del agua que no se embalsa y con estructuras de toma para captar y entregar el agua embalsada a los usuarios del sistema. (Cordova,2015)

BOCATOMA :

Sirve para desviar la parte del caudal del río que será utilizado para la mini central. Para su construcción se usan estructuras de cemento o una combinación de cemento y madera. Cuando se trata de centrales muy pequeñas, las comunidades utilizan piedra, barro y ramas, como en las bocatomas que se construyen para el riego. Una toma de agua tiene que desviar el caudal requerido para generar la energía, respetando el medio ambiente en que se integra, con la mínima pérdida de carga posible 51 y sea cual sea la altura de la lámina de agua en el río. La toma actúa como zona de transición entre un curso de agua, que puede ser un río tranquilo o un torrente turbulento, y el canal de derivación por donde circula un caudal de agua, que debe estar controlado, tanto en cantidad como en calidad. (European Small Hydropower Association, 2006)

Para caudales pequeños, la bocatoma es relativamente sencilla ya que todo lo que tiene que hacerse es simplemente un represamiento donde el agua se embalsa y se deriva hacia el canal de acceso. Dependiendo de la topografía del terreno y de la ubicación geográfica, así como el grado de regularidad en el caudal del río o riachuelo en diversas épocas del año, el represamiento puede ser de los siguientes materiales:

- De piedras o tierra, para caudales pequeños y estables.
- De madera con piedras, donde la madera es abundante y el concreto escaso o costoso como en la ceja de Selva.
- De mampostería o concreto, para uso en la región andina donde hay grandes variaciones de caudal.(Aspilcueta y Juarez,2014)

OBRA DE CONDUCCION:

Este canal permite conducir el caudal requerido del río mediante la toma de agua hacia la cámara de carga para posteriormente llegar a la casa de máquinas mediante una tubería. El diseño del canal va de la mano con una evaluación de la topografía del

terreno. Es importante también tener en cuenta algunos aspectos del tipo de suelo como el material predominante, el talud natural, etc, y otras limitaciones correspondientes al terreno sobre los diseños que se vayan a realizar. Los factores a considerar en el diseño de canales son:

- Material.
- Pendiente.
- Talud .
- Margen libre.
- Velocidad mínima permisible. (Canchaya y Chero,2014)

Los canales son conductos en los cuales el agua circula debido a la acción de la gravedad y sin ninguna presión, pues la superficie libre del líquido está en contacto con la atmósfera. Los canales pueden ser naturales (ríos o quebradas) o artificiales (construidas por el hombre) dentro de estos últimos pueden incluirse aquellos conductos cerrados que trabajan parcialmente llenos (túneles, tuberías, alcantarillas). Para su diseño y construcción se requiere conocer la demanda de agua para fines de irrigación, agua potable, generación de energía hidroeléctrica, entre otros, pudiendo adecuar diferentes tipos de canales para cada parte de la ruta. (Aspilcueta y Juarez,2014)

DESARENADOR:

El desarenador es una estructura de concreto armado que permite retener partículas en suspensión que podrían causar problemas de sedimentación en el canal de conducción. Esta estructura consiste en una nave tiene una longitud efectiva, con un ancho (W_{camara}) para poder retener partículas más livianas. En el fondo se encuentra una canaleta de desordenación y una compuerta para la purga de arenas sin necesidad de realizar el mantenimiento a todo el sistema incluido en la bocatoma. La velocidad buscada del agua es de 0,3 m/s. Su funcionamiento se basa en la reducción de la velocidad del agua y de las turbulencias, permitiendo así que el material sólido transportado en suspensión se deposite en el fondo, de donde es retirado periódicamente. Normalmente, se construyen dos estructuras paralelas para permitir la limpieza de una de las estructuras mientras la otra está operando. Los sistemas de desarenación del tipo vórtice se basan en la formación de un vórtice (remolino,) inducido mecánicamente, que captura los sólidos en la tolva central de un tanque circular. Los sistemas de desarenador por vórtice

incluyen dos diseños básicos: cámaras con fondo plano con abertura pequeña para recoger la arena y cámaras con un fondo inclinado y una abertura grande que lleva a la tolva. A medida que el vórtice dirige los sólidos hacia el centro, unas paletas rotativas aumentan la velocidad lo suficiente para levantar el material orgánico más liviano y, de ese modo, retornarlo al flujo que pasa a través de la cámara de arena. (Canchaya y Chero,2014)

Velocidad de sedimentación Es la velocidad de caída de los sólidos que se determina mediante gráficos obtenidos de experiencias de laboratorio y para aguas tranquilas. El diámetro límite de los sólidos admitidos para plantas hidroeléctricas depende de muchas variables: velocidad, altura, tipo de turbina. (Aspilcueta y Juárez,2014)

Cuadro N° 2 Diámetro límite de sólidos en suspensión

H(m)	D limite (mm)	Turbina
<100	0.2-0.01	Pelton
50-100	0.5-0.3	Francis
<50	1.0-0.6	Kaplan

Fuente : Tesis de Aspilcueta y Juárez (2014)

CAMARA DE PRESION:

Esta estructura hidráulica busca crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas y garantizar la sumergencia del sistema de conducción de alta presión, manteniendo una altura de agua suficiente que evite a toda costa, la entrada de aire a los equipos de generación. (Navarrete,2016)

La cámara de carga es una estructura que une un sistema de baja presión con uno de alta presión, caracterizado por tener velocidades diferentes. Bajo estas condiciones, ellos deben ser dimensionados para condiciones críticas de operación, que son: el arranque rápido y la parada brusca. Dentro de sus características tenemos las siguientes:

- Permite la conexión entre el sistema de baja presión y el de alta presión.
- Produce la sedimentación y eliminación del material sólido no retenido en el desarenador.

- Desaloja el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.
- Crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas, durante los aumentos bruscos de demanda.
- Mantener sobre la tubería de carga una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire a la misma. (Ortiz Flores, 2011)

La cámara de carga es una estructura construida al final del canal de conducción y donde se inicia la tubería de presión; tiene por finalidad:

- Eliminar los sedimentos que aún pudiera llevar el agua.
- Impedir la turbulencia por fluctuaciones del nivel, la cual puede propiciar la entrada de sedimentos a la tubería, para evitarlo se diseña una transición de entrada.
- Servir como disipador de los cambios de presión producidos por el golpe de Ariete, para ello se le da una profundidad adecuada, mayor al final de la cámara de carga.
- Regular el flujo de entrada de agua a la tubería, eliminando los excesos por medio de un aliviadero generalmente lateral.
- Evitar la entrada de aire a la tubería, almacenando un volumen de agua suficiente para atender las necesidades de la demanda eléctrica. (Aspilcueta y Juárez,2014)

TUBERIA FORZADA:

Son tuberías que transportan agua bajo presión desde la cámara de carga hasta la rueda de la turbina en la casa de fuerza, dispuesta de tal forma que rige los lineamientos del perfil longitudinal del terreno. La tubería de presión tiene como objeto transformar la energía potencial de posición que tiene el agua en la cámara de carga en energía de presión que tiene la misma al final de la tubería. Esta tubería además de estar sometida a la presión de la carga estática soporta también sobrepresiones por efecto del golpe de ariete, originadas al interrumpir el flujo del agua hacia la turbina. Entre los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión para microcentrales y/o minicentrales hidroeléctricas se encuentran el acero comercial y el Policloruro de Vinilo

(PVC), según la exigencia de cada instalación, forma de instalación y sobre todo de la presión a soportar. (Aspilcueta y Juarez,2014)

Una tubería forzada es un conducto cerrado que suministra agua a presión hacia la turbina. Esta tubería está anclada en su parte inicial a una cámara de carga que le suministra la suficiente cantidad de agua y previene la fluctuación de la cabeza de agua en el sistema debido a los cambios de carga. En la parte intermedia está anclada al terreno mediante bloques de anclaje y apoyos. La eficiencia de la tubería forzada está relacionada a la velocidad del flujo a través de la tubería. A mayor velocidad, mayores pérdidas se tendrán. Como el diámetro tiene gran influencia en la velocidad, este debe ser seleccionado con mucho criterio considerando su ratio costo/desempeño. Por ello, en esta sección se emplea el criterio del diámetro económicamente óptimo el cual consiste en seleccionar el diámetro que tenga un costo óptimo así como los ingresos que no se obtendrán debido a la energía perdida, a través de los años de operación. Para Centrales hidroeléctricas menores a 10 MW es común emplear tuberías forzadas de acero al carbono cuya cabeza está frecuentemente entre 50 a 500 m, para caudales de diseño comprendidos desde los $0.25\text{m}^3/\text{s}$. (Canchaya y Chero,2014)

Para los criterios de diseño se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La elección del número de tuberías es función del número de grupos instalados y de la oportunidad de mantener la independencia del funcionamiento de dichos grupos.
- A igualdad de caudal y de pérdida de carga una sola tubería pesa y cuesta mucho menos que varias tuberías, por lo cual desde el punto de vista económico existe la conveniencia de reducir al mínimo el número de ellas.
- El diámetro de las tuberías forzadas pueden ser constante o decreciente desde arriba hacia abajo. Para determinar el diámetro conveniente es necesario considerar previamente que toda la tubería tiene un diámetro único para después estudiar las soluciones con diámetro variable.
- El diámetro debe ser determinado a base de un estudio económico en donde se muestra la intervención de diferentes variables que entran en juego en el problema. El diámetro de máxima conveniencia de una conducción forzada es el que hace mínima la suma de la anualidad que comprende el interés del capital

necesario a la adquisición de la tubería y a su amortización, y el valor de la energía equivalente a las pérdidas de carga que se producen en la tubería.

- En el cálculo del diámetro económico de la tubería, intervienen la pérdida de carga y la velocidad, cuyos valores no deben sobrepasar los límites obtenidos por la experiencia. La velocidad del agua en las tuberías, para el caudal máximo, resulta en la práctica comprendida entre 2 y 6 m/s. Así mismo la pérdida de carga debe estar alrededor del 5% de la altura bruta y no ser mayor que el 10% de la misma.
- Para la tubería rectilínea con diámetro y espesor constante, la sobre presión se estima del 20 al 30% de la carga estática. (Aspilcueta y Juarez,2014)

CASA DE MAQUINAS:

La sala de máquinas alberga al o los grupos hidroeléctricos, compuesto básicamente por los siguientes componentes:

- Válvula Principal. Se instala en la unión al final de la tubería de presión. Luego, va la junta de montaje, el cual permita acoplar la válvula con la conducción hacia la turbina.
- Turbina Hidráulica. Componente principal, transforma la energía del agua en energía mecánica y lo hace disponible en su eje.
- Sistema de Acoplamiento y/o Transmisión de Potencia Mecánica. Por medio del cual se transmite la energía mecánica disponible en el eje de la turbina hacia el eje del alternador
- Generador Eléctrico. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica dejándolo disponible en los bornes.
- Tablero de Control. Al cual, mediante cables eléctricos, llega la energía de los bornes del generador. Permite visualizar la medición de los parámetros de la energía generada, ajustar estos parámetros, mandar e interrumpir la energía hacia el centro de consumo mediante un interruptor general.
- Gobernador Automático de Velocidad. Actúa para mantener la frecuencia dentro de los rangos permisibles cuando el consumo de energía varía.
- Volante. Permite completar el momento de inercia necesario a la del conjunto turbina-generador y así dejar actuar al regulador automático, por un

determinado tiempo, para realizar una adecuada regulación evitando oscilaciones no deseadas. (Aspilcueta y Juarez,2014)

2.3 INDICADORES TECNICO-ECONOMICOS.

2.3.1 PARAMETROS TECNICOS.

CAUDAL

Caudal es la cantidad de fluido que fluye a través de una sección del ducto (tubería, cañería, oleoducto, río, canal,...) por unidad de tiempo. Normalmente se le llama el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo. En consecuencia de que el caudal de los ríos varía a lo largo del año, realizar una medida del caudal instantáneo resulta registro aislado cuya utilidad es relativamente pequeña. Es probable que algunas veces no exista información para hacer un estudio de hidrología, por lo tanto nos veremos forzados a recolectar datos propios a partir de mediciones instantáneas del caudal. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se usan mediciones semanales y mensuales. Los métodos que más frecuentemente se usan para la medición de caudal son: método del flotador, método del recipiente, método del vertedero, etc. (Inoñan y Vargas,2018)

Se define el caudal ecológico como: el agua reservada para preservar valores ecológicos; los hábitats naturales que cobijan una riqueza de flora y fauna, las funciones ambientales como purificación de aguas, amortiguación de los extremos climatológicos e hidrológicos, los parques naturales y la diversidad de paisajes. Esto implica que después del uso del recurso hídrico para la central hidroeléctrica se dispone de un caudal para: consumo humano, aprovechamiento agrícola e industrial hay que mantener un caudal para la naturaleza, que sirve para conservar la biodiversidad y las funciones ambientales. Se tienen dos criterios:

- 1er Criterio: El caudal ecológico debe ser siempre superior o igual al 20 % del promedio de los tres meses consecutivos más secos.
- 2do Criterio: El caudal ecológico debe ser como mínimo igual al 10% del Caudal Medio Anual del río ($Q_{m.a}$). Se considera el caudal ecológico un 10% del caudal medio lo cual da un valor de $0.80\text{m}^3 /\text{s}$, el cual es un valor que satisface ambos criterios y es el empleado por diversas consultoras a nivel nacional. (Canchaya y Chero,2014)

ALTURA NETA:

Es la energía que por kilogramo de agua se pone a disposición de la turbina. En Europa se considera como turbina desde la entrada del distribuidor, punto M_0 , hasta el nivel del canal de desagüe, punto M_a , además se tiene en cuenta que, $P_a = P_{atm}$, por lo que se tiene:

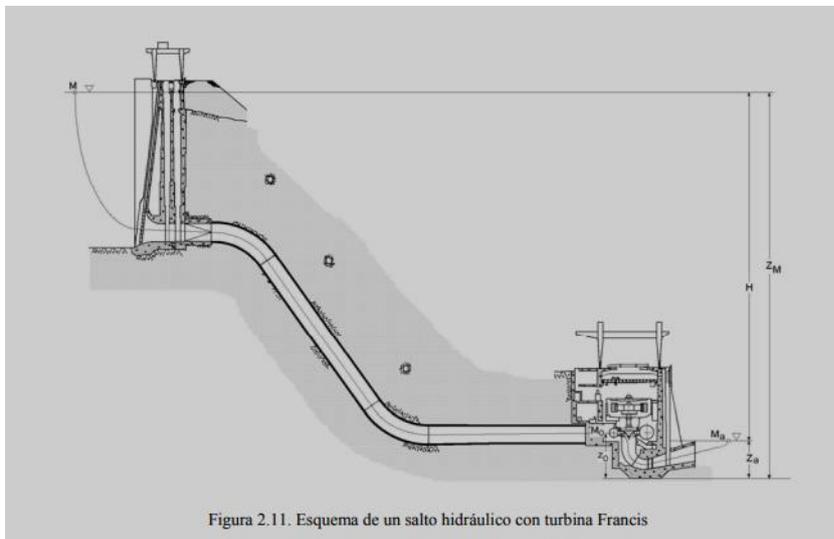


Figura N° 7 Esquema de un salto hidráulico con turbina Pelton

Fuente: Tesis de Silva Elias(2007)

Para hallar la altura neta (H) aprovechable del agua se tiene la siguiente ecuación:

$$H = H_G - H_1 - H_2 \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

H_G = Altura geodésica (diferencia de cota de niveles)

H_1 = Altura de pérdidas por longitud o primarias, la cual se obtiene en función de la ecuación de Hazen Wiliam.

$$H_1 = \frac{10.674 * L * Q^{1.852}}{C^{1.852} * D^{4.87}} (m) \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

L = longitud de tubería.

Q = Caudal disponible

C = Coeficiente de Hazen Williams igual a 75 para tuberías de acero al carbono.

D = Diámetro de la tubería de fuerza.

H₂ = Altura por pérdidas secundarias o locales en función a la cantidad de accesorios en una red de tuberías. Se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$H_2 = K \frac{V^2}{2 * g} \text{ (m) } \dots \dots \dots (3)$$

Dónde:

K = Es el coeficiente de pérdidas del accesorio que depende del diámetro, material y tipo de accesorio.

2.3.2 INDICADORES TECNICOS.

POTENCIA HIDRAULICA (P_H).

Es la potencia suministrada por el recurso hidráulico en función de su altura y caudal turbinable.

$$P_H = \rho * g * Q * H \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

ρ = Densidad del agua (kg/m³)

g = aceleración de la gravedad (m/s²)

Q = Caudal turbinable (m³/s)

H = Altura neta (m)

POTENCIA EFECTIVA(P_e)

Es aquella potencia medida en bornes del generador eléctrica producida por la central hidroeléctrica.

$$P_e = P_H * \eta \dots \dots \dots (5)$$

Dónde:

η = Eficiencia de planta

FACTOR DE PLANTA MEDIO.

Mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central de generación eléctrica, comparando la energía real generada entre la Maxima energía generada operando la central hidroeléctrica con su potencia efectiva los 365 días del año.

$$FP = \frac{EMA}{P_e * 8760} * 100 \% \dots \dots (6)$$

Donde:

EMA = Energía media anual medible en el medidor de energía de la casa de fuerza.

RENDIMIENTO ESPECÍFICO (RE).

Es un Indicador Técnico que compara la Potencia Efectiva por el caudal Turbinable en una Central Hidroeléctrica. Cuan más alto sea el valor del Rendimiento especifico, se puede afirmar que la Central es mucho más eficiente en la generación de energía por recurso utilizado.

$$RE = \frac{P_e}{Q} \dots \dots \dots (7)$$

2.3.2 INDICADORES ECONOMICOS.

- VALOR ACTUAL NETO :

Consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés("la tasa de descuento"), y compararlos con el importe inicial de la inversión. Como tasa de descuento se utiliza normalmente el costo de oportunidad del capital (COK) de la empresa que hace la inversión.

Si VAN > 0: El proyecto es rentable.

Si VAN = 0: El proyecto es postergado.

Si VAN < 0: El proyecto no es rentable.

A la hora de elegir entre dos proyectos, elegiremos aquel que tenga el mayor VAN.

Este [método](#) se considera el más apropiado a la hora de analizar la rentabilidad de un proyecto.

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

El VAN se aplica durante un ciclo de vida de un proyecto, bajo el supuesto de que todos los flujos de efectivo tendrán los mismos valores calculados para cada ciclo de vida, matemáticamente se puede calcular de la siguiente manera:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} \dots \dots \dots (8)$$

Donde:

I = Es el desembolso inicial de la Inversión en el año "0" de la evaluación económica.

i = Es la tasa de interés del proyecto.

n = Tiempo de vida a evaluar, generalmente en años.

V_t = Representa los flujos de caja para cada periodo de análisis., y donde:

$$V_t = A_t - CO_t \dots \dots (9)$$

Donde:

A_t = Ingresos, ahorro o ganancia obtenida en cada periodo de tiempo analizado. (Para cada año)

CO_t = Egresos por Costos de Operación y Mantenimiento anual.

- **TASA INTERNA DE RETORNO :**

Se define como la tasa de descuento o tipo de interés que iguala el VAN a cero, es decir, se efectúan tanteos con diferentes tasas de descuento consecutivas hasta que el VAN sea cercano o igual a cero y obtengamos un VAN positivo y uno negativo.

Si TIR > tasa de descuento (r): El proyecto es aceptable.

Si TIR = r: El proyecto es postergado.

Si TIR < tasa de descuento (r): El proyecto no es aceptable.

Este método presenta más dificultades y es menos fiable que el anterior, por eso suele usarse como complementario al VAN. Matemáticamente se evalúa a través de la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} \dots (10)$$

2.4 ASPECTOS DE REOPOTENCIACION DE CENTRALES HIDSROELECTRICAS.

2.4.1 ESTUDIO HIDROLOGICO:

Un aprovechamiento hidráulico necesita, para generar electricidad, un determinado caudal y un cierto desnivel. Para aprovechar óptimamente el recurso hidroenergético en las zonas aisladas se requiere de información hidrológica de la región en estudio, que por lo general es escasa. De todas formas, el estudio hidrológico para estos casos se puede simplificar sin tener un elevado margen de error. En un estudio hidrológico general pueden presentarse tres casos:

- Que existan series de información de caudales, precipitación, temperatura, etc.
- Que no exista información hidrológica para los puntos estudiados, en este caso se pueden extrapolar información de cuencas vecinas y afines hidrológicamente.
- Que no existan series de caudales. (Mamani Malaga,2017)

Para llegar a conocer los recursos hidráulicos de una cuenca es necesario averiguar el caudal, diariamente, a la misma hora, y durante el mayor número posible de años. Así se como se llega a conocer el régimen de los ríos. Todos los países cuidan de organizar este servicio, estableciendo estaciones de aforo y publicando los resultados. En el Perú esta labor la realiza principalmente el SENAMHI. Los términos caudal, gasto y descarga son sinónimos. Aforar significa medir caudales. El principal método para aforar corrientes naturales es el del correntómetro. Después de seleccionar adecuadamente la sección del río, se establece la sección de aforo y se procede a medir diariamente el caudal; también se mide el nivel. Luego de un tiempo es posible dibujar la curva de descarga del río en el lugar de la estación. Es una curva de caudales versus niveles o alturas de agua. Se usa en proyectos. (Mamani Malaga,2017)

2.4.2 REPOTENCIACION:

La rehabilitación de una central hidroeléctrica consiste en realizar inversiones para retornarla a sus condiciones iniciales de funcionamiento. Se implementa cuando, debido al deterioro de los equipos, los costos de operación y mantenimiento o los tiempos de

parada se han incrementado sustancialmente, y se ha reducido la capacidad disponible y/o la energía generada. La rehabilitación puede incrementar en algunos puntos porcentuales la eficiencia o potencia de generación de una central (al utilizar diseños computarizados, y equipos electromecánicos y sistemas de control más modernos a los inicialmente instalados). No obstante, el principal y mayor beneficio de la rehabilitación es extender la vida útil de las centrales por varias décadas adicionales, aprovechando las obras civiles existentes con equipos electromecánicos nuevos, o rehabilitados. (Alarcon,2010)

Las inversiones en rehabilitación de centrales tienen una tasa de retorno elevada, normalmente superior a otras alternativas de generación renovable (hidroeléctrica y de otras fuentes alternativas), considerando que las obras civiles ya realizadas son una inversión hundida, tanto desde el punto de vista financiero como del punto de vista de los impactos ambientales y sociales. (Alarcon,2010)

La repotenciación (o “repotenciamiento”, en algunos países), por otro lado, implica un rediseño del aprovechamiento hidroeléctrico para incrementar la potencia de la central, ya sea por una actualización en las condiciones hidrológicas (por ejemplo, nuevos aportes de caudal, información actualizada de la hidrología, o cambios de las condiciones de la cuenca debidas al uso humano del agua, o el cambio climático), o por modificaciones regulatorias (por ejemplo, implementación de precios de punta en los sistemas eléctricos, incremento de energía intermitente en los sistemas, etc). La repotenciación apunta a optimizar el uso de las obras civiles ya existentes, bajo nuevas condiciones, con la instalación de equipos de generación adicionales, o la sustitución de equipos viejos por unos de mayor potencia. Al igual que la rehabilitación, al tener los costos de las obras civiles hundidos, estas inversiones tienen alta rentabilidad; asimismo, deben incorporar un análisis de las obras civiles existentes, y los riesgos de cambio climático. La repotenciación, no obstante, puede implementarse en cualquier momento de la vida de una central (no necesariamente al final de la vida útil de los equipos), cuando las condiciones hidrológicas, financieras, de uso de agua, o de la energía así lo requieran. (Alarcon,2010)

La modernización, finalmente, apunta al cambio de los equipos de control de la central, sin modificar el esquema físico de aprovechamiento, ni incrementar potencia adicional. Estas inversiones normalmente son menores, ya que no implican un cambio de la turbina o generador, o modificaciones en obras civiles, pero permiten un mejor aprovechamiento hidroeléctrico, mejoran la seguridad, reducen los tiempos de parada y los costos de operaciones y mantenimiento. Este tipo de inversiones incluyen normalmente el reemplazo de sistemas de control antiguos (mecánicos, o electromecánicos), por sistemas de control electrónicos y tele-controlados. Dado el creciente énfasis en el desarrollo de energías renovables no convencionales, la modernización de centrales puede ser atractiva cuando se planea modificar la función de la central, por ejemplo, para pasar de ser generación de base, a operar como respaldo de fuentes intermitentes. (Alarcon,2010)

La hidroelectricidad es una tecnología madura, confiable y de bajo costo. La posibilidad de almacenamiento y la capacidad de rápida respuesta de esta tecnología son particularmente útiles para hacer frente a las fluctuaciones estacionales en la demanda eléctrica, y para balancear las oscilaciones de fuentes de generación intermitentes. Por ello, es esencial que la región pueda mantener, rehabilitar y modernizar su parque hidroeléctrico para complementar en los próximos años el desarrollo de otras fuentes de energía, como la eólica y la solar. (Alarcon,2010)

Los trabajos de rehabilitación o modernización, se pueden justificar por varias razones:

- Los equipos presentan señales de fatiga.
- Existen problemas para conseguir repuestos.
- Es necesario aumentar la disponibilidad o eficiencia de las unidades.
- Para adaptar la operación de la central a las condiciones de operación del sistema interconectado.
- Para aumentar la capacidad de producción sin cambiar los equipos por equipos nuevos. La decisión de debe tomarse antes de que le riesgo de un accidente sea importante para evitar así pérdidas por daños y limitar la incidencia de los trabajos sobre la producción de energía. (Hanco Cruz,2019)

Las principales ventajas de la rehabilitación son:

- Tecnología reciente y “Know How” idénticos a las que se aplica a las maquinas nuevas.
- Mejora de las condiciones de operación y mantenimiento (disminución de la frecuencia y duración de las operaciones de mantenimiento.
- Modificaciones hechas en base a la experiencia y exigencias del cliente.
- Posibilidad de aumentar el rendimiento y la potencia.
- Adaptación de las condiciones de operación a las exigencias de la red.
- Costo de tiempo de realización inferiores a una instalación nueva(Hanco Cruz,2019)

ETAPAS DE UNA REHABILITACION:

El peritaje es sumamente importante para éxito de una rehabilitación. En efecto, hay que recordarse que la resistencia de una cadena se rompe por el lado más débil (por ejemplo, de nada sirve modernizar el automatismo, si los reguladores de velocidad y de tensión no pueden ser integrados.). Los principales objetivos del peritaje son:

- Definir el estado de los equipos, a través de la inspección visual, pruebas, informes de operación y mantenimiento de la central.
- Definir las necesidades del cliente.
- Recolectar las informaciones necesarias a la elaboración de la propuesta técnica (planos, informes de pruebas, fotos, etc.,)
- Definir conjuntamente con el cliente la mejor época para realizar los trabajos de manera de reducir al mínimo el tiempo de parada de la instalación.
- Establecer la lista de los repuestos disponibles.
- Enterarse las condiciones locales tanto para los equipos como para el personal.
(Hanco Cruz,2019)

Análisis técnico de los problemas y soluciones : Los datos conseguidos durante el peritaje por el personal de proyecto para poder proponer una solución adaptada a la solución a cada problema. Durante esta etapa, se calcula de nuevo los equipos aspara verificar su adaptación a las nuevas condiciones de funcionamiento (por ejemplo, verificación de los ejes y cojinetes en caso de aumento de potencia, cálculo del empuje radial en caso de funcionamiento con un nuero parcial de inyectores Pelton). Las

diferentes soluciones deben tratar de facilitar el mantenimiento futuro. (Hanco Cruz,2019)

La programación tiene un papel de primera importancia en el éxito de una rehabilitación. La realización de controles periódicos, permite la evolución del estado de los equipos y así poder decidir cuándo se debe rehabilitar una central. El periodo para realizar la intervención será programado de tal manera que no afecte demasiado la productividad (periodo de aguas bajas o poca demanda de energía). Obviamente una rehabilitación realizada de manera preventiva es mucho menos molesta y costosa porque la decisión es tomada antes que aparezca un daño mayor. La duración de las intervenciones y por consiguiente el tiempo de inmovilización de los equipos debe limitarse exclusivamente a los trabajos de desmontaje y montaje en sitio. La programación de los trabajos de desmontaje y montaje es también importante. Las técnicas de montaje deben ser estudiadas con mucho cuidado En efecto cada decisión puede tener una consecuencia sobre el desarrollo del programa. (Hanco Cruz,2019)

La repotenciación de una central eléctrica es la que corresponde a todas aquellas obras que deseen obtener ganancia de potencia y de rendimiento. Para un estudio y perspectivas de repotenciación, se consideran las siguientes:

- Repotenciación mínima: Corresponde a la reparación o restauración de la turbina y del generador, recuperando sus rendimientos originales. A este tipo de repotenciación le corresponde una medida de 2.5% de ganancia de capacidad.
- Repotenciación Leve: Corresponde a esta clasificación la ganancia del 10% en la capacidad de generación. Correspondiendo a la repotenciación de la turbina y el generador.
- Repotenciación Pesada: Corresponde a esta clasificación la ganancia entre el 20 a 30% en la capacidad de generación, siendo pocos los casos registrados. Sin embargo normalmente se obtiene un valor de 23,30% como valor medio. Una repotenciación mínima busca resaltar las ventajas en relación con los otros dos tipos, en un mantenimiento completo del grupo generador; no teniendo gran importancia como la repotenciación pesada considerada como tal. (Silva Elias, 2007)

CAPITULO III:
MATERIALES Y METODO

3.1 MATERIALES:

3.1.1 SUSTANCIAS:

a. AGUA:

Sustancia líquida sin olor, color ni sabor que se encuentra en la naturaleza en estado más o menos puro formando ríos, lagos y mares, ocupa las tres cuartas partes del planeta Tierra y forma parte de los seres vivos; está constituida por hidrógeno y oxígeno (H₂O)

El agua es imprescindible para la producción de energía eléctrica; ya sea con uso no consuntivo en la energía hidroeléctrica o con un uso consuntivo para refrigerar las centrales térmicas de producción de energía (nuclear, carbón, fuel, gas, termosolar, cogeneración, biomasa, etc.)

3.1.2 DETALLES DE LA CH POMABAMBA:

a. DATOS TÉCNICOS DE TURBINAS ACTUALES:

Cuadro N° 3 Datos técnicos de los Grupo Hidráulico de la CH Pomabamba

		GRUPO N° 2	GRUPO N° 1	GRUPO N° 3	
		ESCHER WYSS	GCZ	GCZ	
TURBINA	Marca	ESCHER WYSS	GCZ	GCZ	
	Tipo	Francis	Pelton (02 Inyectores)	Pelton (02 Inyectores)	
	Serie N°	1070 PS	TP-170198	TP-170298	
	Año	Fabricación	1 965	1 998	1 998
		Funcionamiento	1 992	1 999	1 999
	Potencia	HP	986	745	745
		KW	736	556.27	556.27
	Salto H (m.)	118	128	128	
	Caudal (m ³ /seg.)	0.800	0.500	0.500	
	Velocidad (rpm)	1 200	600	600	
	Válvula	Tipo	Mariposa	Esférica	Esférica
		Diám.(mm)	500	400	400
		Accionam.	Oleohidráu./cierre por gravedad	Oleohidráu./cierre por gravedad	Oleohidráu./cierre por gravedad
	Regulador	Marca	ESCHER WYSS	WODWARD	WODWARD
Velocidad	Tipo	Z - 150 (Oleomecánico)	UG - 8 (Oleomec.Eléctrico)	UG - 8 (Oleomec. Eléctrico)	

Fuente: Elaboración propia

b. DATOS TÉCNICOS DE ALTERNADORES ACTUALES:

Cuadro N° 4 Datos técnicos de los generadores de la CH Pomabamba

ALTERNADOR		GRUPO N° 2	GRUPO N° 1	GRUPO N° 3	
	Marca	OERLIKON	GCZ. Ingenieros S.A.	GCZ. Ingenieros S.A.	
	Modelo	G172	A 1312	A 1312	
	Serie N°	865471M01	G 13170398	G 13180498	
	Potencia (KVA)	920	664.74	664.74	
	Tensión (V)	400	400	400	
	Corriente (A)	1328	959	959	
	Frecuencia (Hz)	60	60	60	
	Tipo	Aislamiento	B	F	F
		Conexión	Y	Y //	Y //
	Factor de potencia	0.80	0.80	0.80	
	Velocidad (rpm)	1 200	600	600	
	Excitatriz	Tensión (V)	94		
		Corrien. (A)	85		

Fuente: Elaboración propia



Figura N° 11 Grupo Hidráulico N°01 de la CH Pomabamba

Fuente: Elaboración propia

c. DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS HIDRAULICOS ACTUALES:

Cuadro N° 5 Datos técnicos de regulación de los Grupo Hidráulico de la CH Pomabamba

	GRUPO N° 2	GRUPO N° 1	GRUPO N° 3
Potencia efectiva(kW)	736	500	500
Regulación de tensión	Automático	Automático	Automático
Regulación de frecuencia	Oleomecánico	Oleomecán/eléctrico	Oleomecán/eléctrico
Acoplamiento	Flexible (Jebes)	NO	NO
Volante de Inercia	SI	SI	SI
Disposición y N° de ejes	Horizontal / 2 ejes	Horizontal / 1 eje	Horizontal / 1 eje

Fuente: Elaboración propia

d. **DATOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADOR EN PATIO DE LLAVES DE CH POMABAMBA:**

Cuadro N° 6 Datos técnicos de los transformadores de la CH Pomabamba

TRANSFORMADOR	Marca	Brown Boveri	ELKO PERUANA
	Tipo	TOA KWD	
	Serie N°	NRL 20963	1300003
	Potencia (KVA)	1250	1750
	Tensión en B.T / M.T.(V)	0.40/10	0.40/22.9
	Corriente B.T / M.T.(A)	1804.22/72.17	2525/44.12
	Grupo Conexión	DYn11	YND5
	Refrigeración	ONAN	ONAN
	Año de Fabricación	1 994	1 999
	Peso Aceite	1090	1480
	Peso Total	3 910	4 800

Fuente: Elaboración propia

e. **DATOS DE OBRAS HIDRÁULICAS:**

Cuadro N° 7 Datos de obras Hidráulicas Civiles de la CH Pomabamba

OBRAS HIDRÁULICAS	Toma	Tipo	Tiroleza
		m.s.n.m.	3 074
	Canal	Tipo	Rectangular / Trapezoidal
		S (m2)	2,1
		Pendiente	0,007 a 0,023
		Ancho(m,)	1,40
		Altura(m,)	1,50
		Long. (m)	2 440
		Q (m3/seg.)	3,1
		Material	Manposteria /Concreto armado
	Desarenador	Sedimentac.	Grano de 0,02 mm. De Día.
		Caudal (m3/seg)	2.8
		Volumen(m3)	763.00
		Long. (m)	34.10
		Ancho(m,)	2 x 2,80
	Cámara de carga	Volumen total	175
		Volumen útil	160
		Material	Concreto armado
	Conducto Forzado	Long. (m)	193.45
		Diám.(m)	0.700
		Material	Acero Estructural
		Espesor	6.4, 8 y 9.5 mm.
		N° Junta Dil.	4
		N° Anclajes	5

Fuente: Elaboración propia



Figura N° 12 Canal de aducción de la CH Pomabamba
Fuente: Elaboración propia



Figura N° 10 Grupo Hidráulico N°02 Francis de la CH Pomabamba
Fuente: Elaboración propia

3.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO:

- a.** Se realiza un diagnostico referente a la Potencia Hidráulica disponible real con los parámetros medidos en campo “salto disponible”.
- b.** Se determinará el caudal disponible real que transporta el canal de aducción y el que puede circular por la tubería de presión actual que cuenta la CH Pomabamba.
- c.** Se determinará las pérdidas de carga en la tubería de presión que se tiene en la CH Pomabamba usando la ecuación de Hazen-Williams.
- d.** Se determinará cual es la Potencia máxima que se puede generar en el GH N°02 (propiedad de la empresa Hidrandina S.A.) en relación al caudal disponible actual, manteniendo la infraestructura civil actual, tubería de presión, canal de aducción, cama de carga, etc.
- e.** Se comparará la producción actual del GH N°02 de la CH Pomabamba de 0.736 MW con uno nuevo de 1.2 MW a repotenciar.
- f.** Se calculará el VAN, TIR, B/E en relación a repotenciar del Grupo Hidráulico N° 02 de la CH Pomabamba.

CAPITULO IV: RESULTADOS

4. 1 DIAGNOSTICO ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION DE LA CH POMABAMBA

a. CAUDAL DISPONIBLE:

El caudal disponible actualmente en el canal y desarenador es el siguiente:

$$Q_{DISPONIBLE-CANAL} = 3.1 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$Q_{DISPONIBLE-DESARENADOR} = 2.8 \text{ m}^3/\text{seg}$$

Se presenta los caudales promedio mensual a la salida del desarenador para los años (2013-2017).

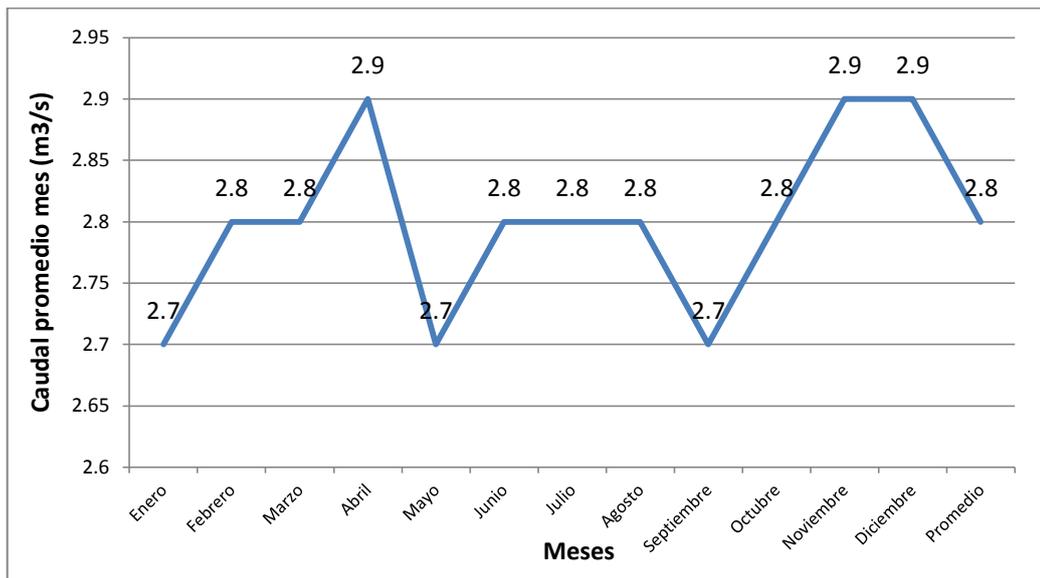


Figura N° 14 Caudales promedios a la salida del desarenador.(Periodo 2013-2017)

Fuente: Elaboración propia.

b. CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR LONGITUD:

De la ecuación de Hazens Williams, calculamos las pérdidas de longitud. Con la siguiente información:

$$L = 193.45 \text{ m}$$

$$D = 0.7 \text{ m}$$

$$C = 0.75$$

$$Q = 2.8 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$H_1 = 17.38 \text{ m (pérdidas de longitud o ficción)}$$

c. CÁLCULO DE PÉRDIDAS LOCALES:

Con respecto a las pérdidas locales , al no existir accesorios intermedio tal como cambios de dirección, cambios de sección(ensanchamientos o contracciones) , valvulería intermedia, y además tener una pendiente de 80° , se despreciara este tipo de pérdidas.

d. PRESIÓN AL INGRESO DE LAS TURBINAS:

La presión de ingreso en las turbinas de la CH Pomabamba después del recorrido del caudal por la tubería de presión es:

Para un valor de la altura geodésica o total de 126.4 m

$$H = 126.40 - 17.38 - 0$$
$$H = 109.03 \text{ m (columna de agua)}$$

c. CÁLCULO DE POTENCIA HIDRÁULICA Y EFECTIVA CON EL CAUDAL DISPONIBLE ACTUAL:

De acuerdo a las ecuaciones 4 y 5 , y con el caudal actual que se transporta, que es de $2.8 \text{ m}^3/\text{seg}$, se obtiene la potencia hidráulica que podemos generar en las turbinas de la CH Pomabamba.

$P = \text{Potencia Hidráulica (W)}$

$\rho = \text{densidad del agua} = 1000 \text{ kg/m}^3$

$g = \text{gravedad} = 9.81 \frac{\text{m}}{\text{seg}^2}$

$\eta = \text{eficiencia de la turbina} = 0.75$

El valor de la eficiencia es obtenida en función a las pruebas de potencia efectiva

$$P_H = 2.99 \text{ MW}$$

El valor de la potencia efectiva de la central hidroeléctrica es de:

$$P_E = 2.25 \text{ MW}$$

Siendo así se puede apreciar, que la Potencia instalada de los tres grupos de generación de la CH Pomabamba es menor a la potencia hidráulica que se cuenta con el recurso hídrico actual, siendo necesaria la evaluación de repotenciación para aprovechar al máximo las condiciones actuales.

d. POTENCIA INSTALADA EN LA CH POMABAMBA

Actualmente se cuenta con tres (03) grupos hidráulicos en la CH Pomabamba que nos brindan una potencia instalada 1.7365 MW resultado de la siguiente distribución:

$$P_{GH\ N^{\circ}01\ (PELTON)} = 500\ KW\ (Propiedad\ de\ ADINELSA)$$

$$P_{GH\ N^{\circ}02\ (FRANCIS)} = 736\ KW\ (Propiedad\ de\ Hidrandina\ S.A.)$$

$$P_{GH\ N^{\circ}03\ (PELTON)} = 500\ KW\ (Propiedad\ de\ ADINELSA)$$

$$P_{INSTALADA} = P_{GH\ N^{\circ}01\ (PELTON)} + P_{GH\ N^{\circ}02\ (FRANCIS)} + P_{GH\ N^{\circ}03\ (PELTON)}$$

$$P_{INSTALADA} = 1736\ KW\ (1.736\ MW)$$

$$P_I = 1.736\ MW$$

Actualmente, la potencia instalada de la CH Pomabamba no puede ser usado a su máxima aprovechamiento, debió a problemas de recalentamientos de cojinetes del GH N°02, fuga de agua por la carcasa de la turbina Francis siendo su máxima potencia de uso al 50% aproximadamente (400 kW).

Siendo el GH N°01 y GH N°03 son de propiedad de la empresa ADINELSA con contrato vigente con HIDRANDINA S.A. no se consideraría en la repotenciación, para el caso del GH N°02 de 0.736 MW de propiedad de Hidrandina S.A.

e. POTENCIA HIDRÁULICA NO APROVECHADA:

Comparando la potencia hidráulica P_1 que se puede generar con la actual disponibilidad de recurso hídrico (agua) de $2.8\ m^3/seg$ mediante la obra civil actual – canalizaciones, desarenador vs la potencia hidráulica $P_{INSTALADA}$ actualmente P_2 .

Podemos apreciar la existencia de una diferencia de potencia hidráulica no aprovechada y que puede ser usada mediante la repotenciación de los grupos hidráulicos que se cuenta en la CH Pomabamba.

Siendo adecuado se puede evaluar la forma de recuperación mediante la repotenciación con los mismos parámetros actuales y obras civiles y su impacto económico de rentabilidad en la generación de energía eléctrica de la UN Huaraz de la empresa Hidrandina S.A.

$$P_{HIDRÁULICA\ NO\ APROVECHADA\ (MW)} = P_1 - P_2$$

$$P_{HIDRÁULICA\ NO\ APROVECHADA\ (MW)} = 2.25 - 1.736\ MW$$

$$P_{HIDRÁULICA\ NO\ APROVECHADA\ (MW)} = \mathbf{0.514\ MW}$$

d. INDICADORES ANTES DE LA REPOTENCIACION:

POTENCIA EFECTIVA

Se presentan los valores de las potencias efectivas de las 03 unidades de generación , las cuales han sido medidas en función al procedimiento del COES N° 18 Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 203-2017-OS/CD, publicada en el diario oficial “El Peruano” el 29.09.2017,

$$P_{E\ GH\ N^{\circ}01\ (PELTON)} = 500\ KW\ (Propiedad\ de\ ADINELSA)$$

$$P_{E\ GH\ N^{\circ}02\ (FRANCIS)} = 400\ KW\ (Propiedad\ de\ Hidrandina\ S.A.)$$

$$P_{E\ GH\ N^{\circ}03\ (PELTON)} = 500\ KW\ (Propiedad\ de\ ADINELSA)$$

$$P_{E\ ACTUAL} = 1.4\ MW$$

FACTOR DE PLANTA MEDIO

Se determina el caudal real aprovechable teniendo en cuenta las ecuaciones 4 y 5.

El valor de la potencia efectiva de la central hidroeléctrica es de:

$$P_{E\ ACTUAL} = 1.4\ MW$$

$$P_H = 1.86\ MW$$

El valor del caudal actual aprovechado es de :

$$Q_{actual} = 1.745 \text{ m}^3/\text{s}$$

El valor del Rendimiento específico (según la ecuación 7)de la central hidroeléctrica es de :

$$RE = \frac{1.74 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * \frac{3600 \text{ s}}{\text{h}}}{1400 \text{ KW}} = 4.551 \frac{\text{m}^3}{\text{KWh}}$$

Así mismo calculando el valor del Factor de Planta medio (según la ecuación 6) para un total de 5000 horas de operación al año 2017 es:

$$FP = \frac{1400 \text{ KW} * 5000 \text{ horas}}{1736 \text{ KW} * 8760 \text{ horas}} * 100 \% = 46.03 \%$$

Individualmente para cada unidad de generación sus indicadores técnicos es:

Cuadro N° 8 Indicadores técnicos de Operación de GH Individuales CH Pomabamba

PARAMETRO	GH N°1	GH N° 2	GH N° 3
Potencia instalada(KW)	500	736	500
Potencia efectiva (KW)	500	400	500
Potencia hidraulica(KW)	666.7	533.3	666.7
Altura (m)	109.03	109.03	109.03
Caudal (m3/s)	0.623	0.499	0.623
RE (m3/KWh)	4.486	4.491	4.486
HORAS DE OPERACIÓN(h)	5000	5000	5000
FACTOR DE PLANTA MEDIO	57.08%	31.02%	57.08%

Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro anterior se tiene que el GH N° 2 opera con una potencia efectiva de tan solo 400 KW de los 736 KW disponibles, lo que representa un factor de carga de 54.34 % , mientras que los dos grupos restantes operan al 100 % de su capacidad.

De igual forma el rendimiento eléctrico efectivo de de los grupos oscila entre 4.486 a 4.491 m³/KWh . Además de que el factor de planta es entre 31.02 % a 57.08 % , cabe recalcar que el factor de planta medio del GH N° 2 es relativamente bajo con un valor de 31.02 %

REMUNERACION POR ENERGIA GENERADA:

Se toma como referencia los precios de barra Chimbote 220 KV (Barra de Potencia del SEIN más cercana a la CH Pomabamba) de según el Informe Técnico N° 183-2019 GRT

Precio de la Energía = 0.0947 S/ / KWh

Precio de Potencia = 20.67 S/ /KW

La remuneración por energía para la CH Pomabamba es de:

$$\text{Remuneracion Energia} = 1400 \text{ KW} * 5000h * 0.0947 \frac{\text{S/}}{\text{KWh}} = 662900 \text{ Soles}$$

La remuneración por potencia para la CH Pomabamba es de:

$$\text{Remuneracion Potencia} = 1400 * 20.67 = 28938 \text{ Soles}$$

La remuneración total que percibe la instalación mensual es el de :

$$\text{Remuneracion mensual} = 691838 \text{ soles mensuales}$$

La remuneración total para 11 meses de operación, en el supuesto de entrar en operación el 12° mes.

$$\text{Remuneracion anual} = 7'610218.00 \text{ soles anuales}$$

Cuadro N°9 Remuneraciones para GH Individuales CH Pomabamba

PARAMETRO	GH N°1	GH N° 2	GH N° 3
Precio energia(S//KWh)	0.0947	0.0947	0.0947
Precio potencia(S//KW-mes)	20.67	20.67	20.67
Remuneracion por energia(S/ mes)	236750	189400	236750
Remiuneracion por potencia(S/ mes)	10335	8268	10335
Remuneracion total mes(S/)	247085	197668	247085
Contribucion CH a la remuneracion	35.7%	28.6%	35.7%

Fuente: Elaboración propia

Referente a la remuneración por energía y potencia, cuyos precios son ofertados en la Barra de Chimbote 220 KV , los GH N° 1 y 3 participan cada uno con el 35.7 % del total remunerado a la CH de Pomabamba.

4.2 REPOTENCIACION DE LA CH DE POMABAMBA:

a. ANALISIS PREVIO:

La repotenciación se realizara teniendo en cuenta que se conservaran las obras civiles y solo se afectara a la GH N° 2 de propiedad de la Empresa Distribuidora HIDRANDINA. Teniendo en cuenta además que la estación de transformación es de 3000 KVA (para una máxima capacidad de 2640 KW, para un factor de potencia de 0.88)

El caudal disponible es de:

$$\text{Caudal disponible} = 2.8 - (2 * 0.623) = 1.554 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

Así mismo incluye el cambio de la tubería de fuerza , por una nueva de las mismas dimensiones de 700 mm , con la diferencia de que el valor de Hazen Williams para una tubería de hierro nueva su factor mínimo C = 130. Por lo tanto se calcula el nuevo valor de la altura útil para el GH N° 2.

De la ecuación de Hazens Williams

$$H_1 = \frac{10.674 * 193.45 * 1.554^{1.852}}{130^{1.852} * 0.700^{4.87}} = 3.22 \text{ m}$$

Para un valor de la altura geodésica o total de 126.4 m

$$H = 126.40 - 3.22 - 0$$

$$H = 123.18 \text{ m (columna de agua)}$$

b. CALCULO DE LA POTENCIA INSTALADA DE LA NUEVA TURBINA GH N° 2.

Para una altura 123.18 metros.

$$P_H = 1877 \text{ KW}$$

Se selecciona una turbina hidráulica Francis de 2000 KW de marca Deyang Donen Hydropower Equipamiento , con una eficiencia global de planta de 83 % (90 % eficiencia del generador y 93 % de la turbina hidráulica). Ver detalles en el Anexo.

$$P_E = 1558 \text{ KW}$$

d. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES 2018 PARA MONTAJE.

Cuadro N°10 Cronograma de actividades para repotenciación GH N° 2

AÑO 2018							
ACTIVIDAD/HORAS	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	
RETIRO DE TUBERIA DE FUERZA	150						
RETIRO DE INSTALACION TURBINA-GENERADOR	120						
TRAZADO DE TERRENO		20					
OBRAS CIVILES		240	100				
INSTALACION GRUPO TURBINA -GENERADOR			40	240			
INSTALACION DE TUBERIA DE FUERZA				210			
INSTALACIONES ELECTRICAS				90			
ACOPLAMIENTO TURBINA -TUBERIA DE FUERZA					120		
ENSAYOS						120	
PRUEBA DE POTENCIA EFECTICA						40	
SUBTOTAL HORAS	270	260	140	540	120	160	
TOTAL HORAS							1490

Fuente : Elaboración propia.

e. DETERMINACION DE INDICADORES CORREGIDOS.

POTENCIA EFECTIVA

Se presentan los valores de las potencias efectivas de las 03 unidades de generación , las cuales han sido medidas en función al procedimiento del COES N° 18 Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 203-2017-OS/CD, publicada en el diario oficial “El Peruano” el 29.09.2017,

$$P_{E \text{ GH } N^{\circ}01 \text{ (PELTON)}} = 500 \text{ KW (Propiedad de ADINELSA)}$$

$$P_{E \text{ GH } N^{\circ}02 \text{ (FRANCIS)}} = 1558 \text{ KW (Propiedad de Hidrandina S.A.)}$$

$$P_{E \text{ GH } N^{\circ}03 \text{ (PELTON)}} = 500 \text{ KW (Propiedad de ADINELSA)}$$

$$P_{E \text{ REPOTENCIADA}} = 2.558 \text{ MW}$$

FACTOR DE PLANTA MEDIO

Para un valor de 4500 horas al año 2019.

El valor de la potencia efectiva de la central hidroeléctrica es de:

$$P_{EACTUAL} = 2.558 \text{ MW}$$

$$P_H = 500 + 1877 + 500 = 2877 \text{ KW}$$

El valor del caudal actual aprovechado es de :

$$Q_{actual} = 2.8 \text{ m}^3/\text{s}$$

El valor del Rendimiento específico (según la ecuación 7) de la central hidroeléctrica es de :

$$RE = \frac{2.8 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * \frac{3600 \text{ s}}{\text{h}}}{2558 \text{ KW}} = 3.940 \frac{\text{m}^3}{\text{KW h}}$$

Así mismo calculando el valor del Factor de Planta medio (según la ecuación 6) para un total de 4500 horas de operación al año 2019 es:

$$FP = \frac{2558 \text{ KW} * 4500 \text{ horas}}{2558 \text{ KW} * 8760 \text{ horas}} * 100 \% = 51.37 \%$$

Individualmente para cada unidad de generación sus indicadores técnicos es:

Cuadro N° 11 Indicadores técnicos de Operación de GH Individuales CH Pomabamba
Repotenciada

PARAMETRO	GH N°1	GH N° 2	GH N° 3
Potencia instalada(KW)	500	1558	500
Potencia efectiva (KW)	500	1558	500
Potencia hidraulica(KW)	666.7	1877	666.7
Altura (m)	109.03	123.18	109.03
Caudal (m3/s)	0.623	1.554	0.623
RE (m3/KWh)	4.486	3.591	4.486
HORAS DE OPERACIÓN(h)	4500	4500	4500
FACTOR DE PLANTA MEDIO	51.37%	51.37%	51.37%

Fuente: Elaboración propia

Según el cuadro anterior se tiene que el GH N° 2 opera con una potencia efectiva de 1558 KW luego de realizada la repotenciación lo que representa el 60.9 % de la potencia total generada por la CH de Pomabamba. Y así mismo el cambio de la tubería de presión a incrementado su altura útil desde 109.03 metros a 123.18 metros.

De igual forma el rendimiento efectivo de los grupos oscila entre 4.486 a 3.591 m³/KWh , con lo cual ha mejorado el rendimiento específico global de toda la CH de Pomabamba. Además de que el factor de planta medio es de 51.37 % . Esto se reducido debido al número de horas de operación al año (4500 horas)

REMUNERACION POR ENERGIA GENERADA:

Se toma como referencia los precios de barra Chimbote 220 KV (Barra de Potencia del SEIN más cercana a la CH Pomabamba) de según el Informe Técnico N° 183-2019 GRT

Precio de la Energía = 0.0947 S/ / KWh

Precio de Potencia = 20.67 S/ /KW

La remuneración por energía para la CH Pomabamba es de:

$$\begin{aligned} \text{Remuneracion Energia} &= 2558 \text{ KW} * 4500h * 0.0947 \frac{\text{s/}}{\text{KWh}} \\ &= 1'090091.70 \text{ Soles} \end{aligned}$$

La remuneración por potencia para la CH Pomabamba es de:

$$\text{Remuneracion Potencia} = 2558 * 20.67 = 52873.90 \text{ Soles}$$

La remuneración total que percibe la instalación mensual es el de :

$$\text{Remuneracion mensual} = 1'142965.30 \text{ soles mensuales}$$

La remuneración total para 11 meses de operación , en el supuesto de entrar en operación el 12° mes.

$$\text{Remuneracion anual} = 12'572621.60 \text{ soles anuales}$$

Cuadro N°12 Remuneraciones para GH Individuales CH Pomabamba

PARAMETRO	GH N°1	GH N° 2	GH N° 3
Precio energia(S//KWh)	0.0947	0.0947	0.0947
Precio potencia(S//KW-mes)	20.67	20.67	20.67
Remuneracion por energia(S/ mes)	213075	663903.3	213075
Remuneracion por potencia(S/ mes)	10335	32202	10335
Remuneracion total mes(S/)	223410	696105.3	223410
Contribucion CH a la remuneracion	19.5%	60.9%	19.5%

Fuente: Elaboración propia

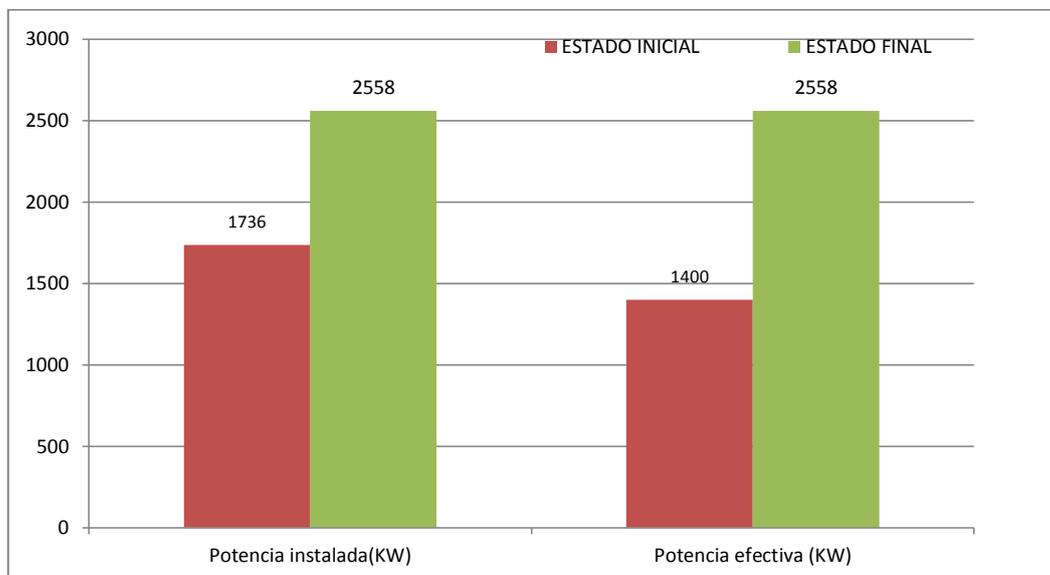
Referente a la remuneración por energía y potencia, esta se incrementado notablemente debido a que la producción del GH N° 2 se incrementado a una remuneración de S/ 696105.30 soles mensuales, contribuyendo con el 60.9 % de los ingresos de la CH de Pomabamba.

4.3 BENCHMARKING ENTRE INDICADORES:

COMPARATIVO ENTRE POTENCIAS:

Según el grafico N° 1 se observa el comparativo de potencias para la CH de Pomabamba, así tenemos que la potencia instalada se ha incrementado en 47.35 %, mientras que la potencia efectiva se ha incrementado en 82.71 %. Debido a la repotenciación de la CH de Pomabamba, básicamente del GH N° 2.

Grafico N° 1 Comparativo entre potencias

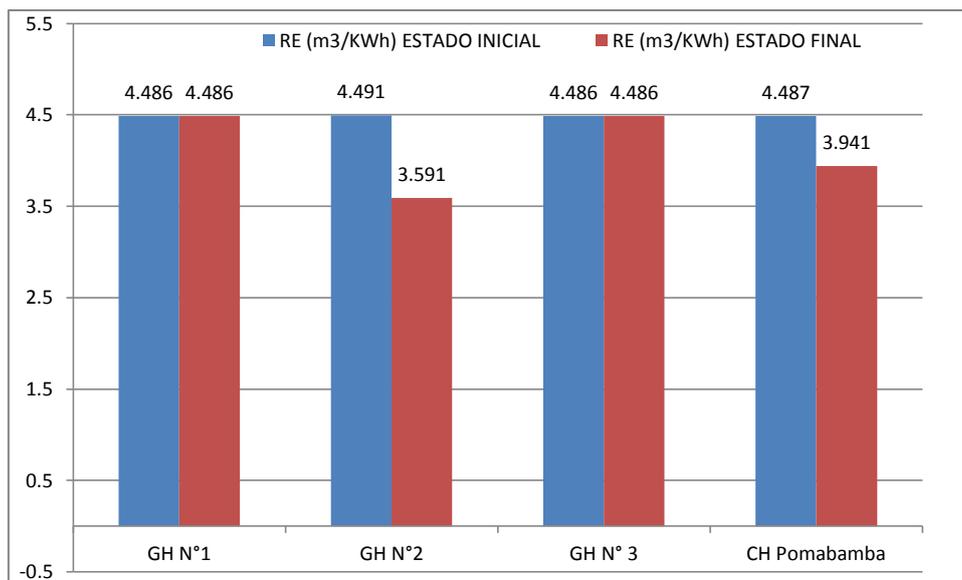


Fuente: Elaboración propia.

COMPARATIVO ENTRE INDICADORES:

Según el grafico N° 2 se observa el comparativo entre los rendimientos específicos de potencias para la CH de Pomabamba, así tenemos que los indicadores se han mantenido constantes en los GH N° 1 y 3, mientras que en el GH N° 2 ha mejorado desde 4.491 a 3.591 m³/KWh en un porcentaje del 20 %. Mientras que el rendimiento efectivo de toda la CH de Pomabamba ha mejorado de 4.487 a 3.941 m³/KWh en un 12.16 %

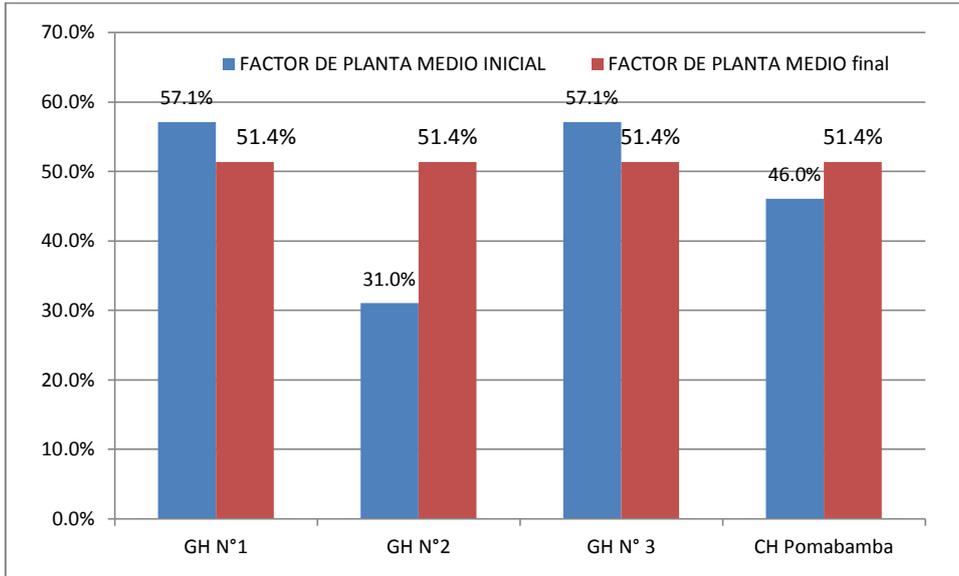
Grafico N° 2 Comparativo entre Rendimientos específicos



Fuente: Elaboración propia

Según el grafico N° 3 se observa el comparativo entre los factores de planta medio para la CH de Pomabamba, así tenemos que los indicadores han variado básicamente por las horas de uso de 5000 horas para el año 2017 y 4500 horas de operación para el años 2019. De manera global la repotenciación ha provocado una mejora del factor de planta medio desde 46.0 % a 51.4 % , con un incremento del 5.4 %. De mejora.

Grafico N° 3 Comparativo entre factores de planta medio

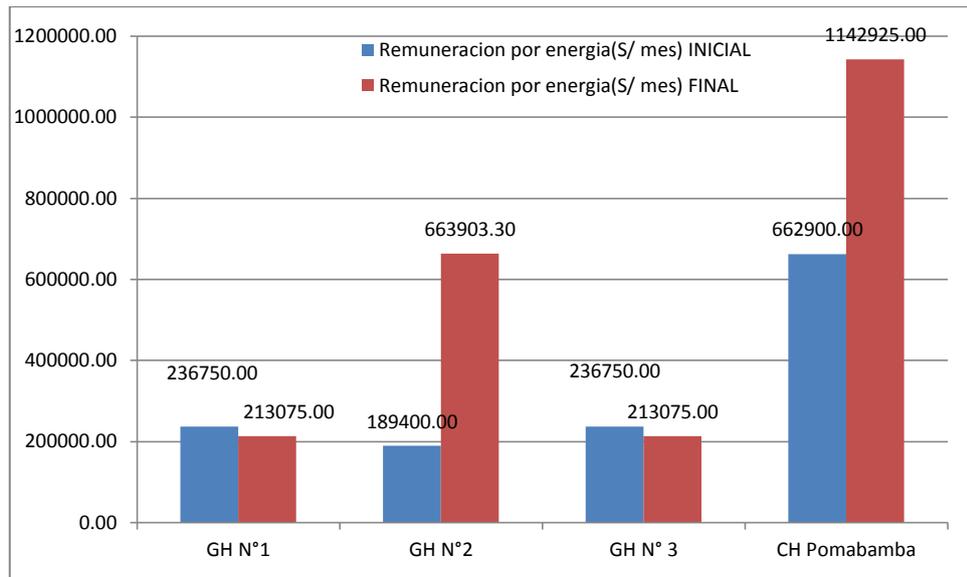


Fuente: Elaboración propia

COMPARATIVO ENTRE REMUNERACIONES:

Según el grafico N° 4 se observa el comparativo de las remuneraciones percibidas por energía, así tenemos que si es cierto hubo una disminución de los ingresos por energía para los GH N° 1 y 3 entre los factores de planta medio para la CH de Pomabamba, así tenemos que los indicadores han variado básicamente por las horas de operación anual. Pero con la repotenciación del GH N° 2 la remuneración por energía se ha incrementado S/ 474503.30 mensuales (se ha incrementado 3.5 veces), mientras que la remuneración global de la CH de Pomabamba se incrementó en S/ 480025.00 (1.72 veces)

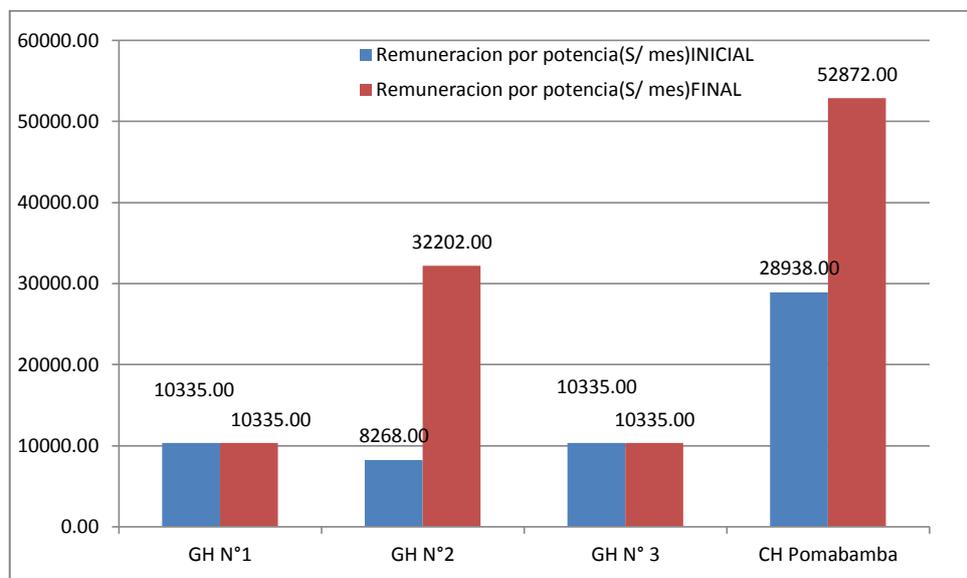
Grafico N° 4 Comparativo entre remuneración por energía



Fuente: Elaboración propia

Según el grafico N° 5 se observa el comparativo de las remuneraciones percibidas por potencia, tenemos con la repotenciación del GH N° 2 la remuneración por potencia S/ 23934.00 mensuales (se ha incrementado 3.9 veces), mientras que la remuneración global de la CH de Pomabamba se incrementó en S/ 23934.00 (2.2 veces)

Grafico N° 5 Comparativo entre remuneración por potencia



Fuente: Elaboración propia

Según el Cuadro N° 13 la repotenciación de la CH de Pomabamba tiene un efecto positivo económicamente en la UN Hidrandina S.A debido a que se ha incrementado los ingresos económicos en S/ 503959.00 mensuales con un porcentaje de mejora del 72%.

Cuadro N°13 Comparativo entre remuneración total

	Remuneración total mes(S/) INICIAL	Remuneración total mes(S/) FINAL	VARIACION(S/)	%MEJORA
CH Pomabamba	691838.00	1195797.00	503959.00	72.8%

Fuente: Elaboración propia

4.4 EVALUACION ECONOMICA:

4.4.1 DETERMINACION DEL VALOR ACTUAL NETO: Para la determinación del Valor Actual Neto se tiene en cuenta las ecuaciones N° 8 y 9.

Se tiene una Inversión de U\$ 1'000000.00.

La Tasa de interés del mercado es del 12%

La vida útil estimada para proyectos de generación de energía es de 20 años. (Tal como se determina la anualidad del Precio de Potencia en Barra).

- EGRESOS

El Costo de Operación y Mantenimiento Anual es = $2000 \cdot 12 = \text{U\$ } 24000.00$

Los Egresos Totales serán = U\$ 24000.00

- INGRESOS

Ingresos Netos por Venta de Energía y Potencia al año = S/ 13'153767.00 = U\$ 3'758219.14

$$V_t = 3'758219.14 - 24000 = \text{U\$ } 3'734219.14$$

$$\text{VAN} = -1'000000.00 + \sum_{t=1}^{20} \frac{3'758219.14}{20}$$

$$\text{VAN} = \text{U\$ } 27'799979.74$$

4.4.2 DETERMINACION DE LA TASA INTERNA DE RETORNO: Para la determinación de la Tasa de Retorno se toma en cuenta la ecuación N° 10 , así como los criterios del ítem de Evaluación Económica del Capítulo de Marco Teórico , donde se detalla que el $TIR > 0$ para una viabilidad del proyecto , o por lo menos superior a su tasa de interés.

Realizando el cálculo para la alternativa S3 m se tienen los siguientes datos

$VAN = U\$ 0$

$V_t = U\$ 3'374219.14$

Inversión = U\$ 1'000000.00

Tasa de interés = 12 %

Vida útil = 20 años.

Reemplazando en la ecuación N° 10 , tenemos:

$$TIR = 373 \%$$

4.5 DISCUSION DE RESULTADOS:

- La repotenciación de la CH de Pomabamba tiene un resultado favorable , ya que se encuentran disponibles 822 KW del GH N° 2 , lo cuales suministran energía eléctrica a partir de una fuente de energía renovable , la cual al ser inyectada a la red reemplaza la generación eléctrica producida por una central hidroeléctrica, esta repotenciación se realiza teniendo como base el caudal disponible de $2.8 \text{ m}^3/\text{s}$ que no es aprovechado en su totalidad, y del mismo se realiza el cambio de una tubería de fuerza con un factor de Hazen Williams mejorado. Con esto se concuerda con lo concluido también por Alcaraz (2011) en su tesis. De la Universidad Autónoma de México.
- Las pequeñas centrales hidroeléctricas juegan un papel muy importante en la garantía del suministro de energía eléctrica , con lo cual la UN Hidrandina S.A tiene una fuente de energía renovable disponible para la cobertura de mas usuarios de la zona de Pomabamba , esto es la repotenciación de la CH de Pomabamba permite incrementar el número de usuarios en 822 debido al incremento de su potencia efectiva. Con esto se ratifica también a lo concluido por Bonilla & Ronquillo (2,014) en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Cotopaxi en Ecuador.

- Del mismo modo se tuvo en cuenta un estudio hidrológico de los años 2013-2017 , en la cual se obtuvo un valor del caudal promedio de 2.8 m³/s a la salida del desarenador del cual solo se aprovechaba tan solo 1.745 m³/s y además se cuenta con un caudal promedio de 3.1 m³/s a la salida del canal (para la serie hidrológica de 2013-2017) hay que mencionar que el caudal medido es constante , y medido en periodos de avenida y estiaje. Para la repotenciación de la CH de Pomabamba , tan solo se ha instalado una nueva turbina Francis de potencia instalada de 2 MW, sin afectar a las obras civiles actuales, con los cuales el TIR es igual a 375 % y el VAN 27'799979.74 U\$, con lo cual coincide con la tesis de Finetti Domínguez & Ramos Chafloque (2018) de la Universidad Señor de Sipan, Chiclayo, Perú quien concluye acerca de la importancia del buen uso del caudal disponible.
- El impacto de la repotenciación de la CH de Pomabamba trae una mejora de los indicadores técnicos tal como el rendimiento efectivo(12.16 %) y del factor de planta medio (5.4 %) , los cuales miden el desempeño de la central hidroeléctrica, la cual se ve reflejada en el incremento de las remuneraciones de energía y potencia.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- El recurso hidráulico actualmente aprovechable es de 1.745 m³/s (en los 03 grupos hidráulicos de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba) , de un caudal útil igual 2.8 m³/s disponible a la salida del desarenador. Con lo cual la Potencia efectiva es de 1400 KW de un total disponible de 1736 KW. Con lo cual se hace necesario realizar la repotenciación de la mencionada central hidroeléctrica.
- Se realizó la repotenciación del GH N° 2 (debido a que los dos grupos restantes son de propiedad aun de ADINELSA hasta el año 2025) , la cual consta de aprovechar 1.554 m³/s del caudal disponible no utilizado para generar 1558 KW con una turbina Francis de eje horizontal de 2000 KW de potencia hidráulica. Así mismo se realizó el cambio de la tubería de presión de la mencionada unidad de generación, consiguiéndose un incremento de la Potencia efectiva de 822 KW de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba, como efecto de la repotenciación realizada.
- Se ha obtenido una mejora de los indicadores técnicos de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba así tenemos que el rendimiento efectivo mejoro en 12.16 (desde 4.487 a 3.941 m³/KWh) y el factor de planta medio se incrementó en 5.4 % , esta mejora del desempeño es el resultado favorable de la repotenciación realizada.
- Se ha incremento los ingresos por energía y potencia por la repotenciación de la Central Hidroeléctrica de Pomabamba desde un valor de S/ 691838 a S/1'142925 mensuales con un porcentaje de mejora del 72 % , siendo un resultado favorable para la U.N Hidrandina S.A.
- Con una inversión de U\$ 1'000000.00 para la repotenciación de la CH de Pomabamba , se ha obtenido un TIR igual a 375 % y un VAN de 27'799979.74 U\$, resultando un proyecto rentable económicamente.

RECOMENDACIONES

- Se debe proceder con el trámite administrativo para que la Unidad de Negocios de Hidrandina tenga la administración total de los GH N° 1 y 3 (aun en propiedad de ADINELSA), con la finalidad de poder repotenciar las turbinas por otras de mayor capacidad teniendo en cuenta que aún se encuentra disponible en el canal de agua 0.3 m³/s de agua , lo incluye cambio de la tubería de fuerza de las dos unidades de generación y ampliar la capacidad del desarenador.
- Se realizaron las pruebas eléctricas y los 02 transformadores de 3000 KVA aún están en condiciones óptimas de operación, siendo recomendable reforzar su sistema de protección.
- Para garantizar la operación anual de las turbinas, la concentración de sólidos en suspensión disueltos en el agua; no debe exceder los 0.2 gr/l. De esta manera se garantiza una mayor vida útil a las estructuras hidráulicas y componentes de la turbina. Además de disminuir los efectos de abrasión, originados por los sedimentos presentes en el agua , para lo cual se debe implementar una unidad de control de sedimentos de agua.
- Se recomienda verificar el efecto en la reducción de GEI al medio ambiente al repotenciarse la CH de Pomabamba.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TESIS

Alcaraz, M. (2011). REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS: UNA ALTERNATIVA PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Tesis par optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Autónoma de México. 180 p.

Aspilcueta y Juárez (2014). “MODELAMIENTO HIDRÁULICO DE LA DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA DEL CENTRO POBLADO DE LLOPISH - ANCASH”. Tesis para optar el título de Ingeniero Civil de la universidad Privada Antenor Orrego. Peru,144 p.

Bonilla, J., Ronquillo, R., Rolando, V. (2014). REPOTENCIACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PARA UNA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ULBA EN EL CANTÓN BAÑOS. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Cotopaxi en Ecuador. 137 p.

Calmet Soto (2014) . PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA. Tesis para optar el titulo de Ingeniero Electrónico de la Universidad San Martin de Porras , Perú. 267 p.

Canchaya y Chero (2014). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de concepción perteneciente al departamento de Junín. Tesis para optar el título de Ingeniero Civil de la universidad de Ciencias Aplicadas en Peru.112 p.

Finetti Domínguez & Ramos Chafloque (2018) . REDISEÑO DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA BUENOS AIRES PARA UNA POTENCIA DE 4 MW – LA FLORIDA - SAN MIGUEL – CAJAMARCA. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Señor de Sipan, Chiclayo, Perú. 214 p.

Gutiérrez Llamo (2016) . “DISEÑO DE UNA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA, PARA SUMINISTRAR ENERGÍA AL RECREO TURÍSTICO LA CATARATA – DISTRITO, PROVINCIA - JAÉN, DEPARTAMENTO - CAJAMARCA -2016”. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Cesar Vallejo, Cajamarca, Perú. 87 p.

Hanco Cruz (2019). ANÁLISIS DE LA REPOTENCIACIÓN DE UNA TURBINA TIPO PELTON. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa en Perú. 99 p.

Mamani Málaga (2017). “ESTUDIO Y DISEÑO A NIVEL DE PERFIL DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN EL RÍO BLANCO, DISTRITO DE SAN GABÁN, PROVINCIA DE CARABAYA, DEPARTAMENTO DE PUNO” Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional del Altiplano en Puno. Perú. 173 p.

Oviedo Ojeda (2015) "INTERCONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LANGUIII AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN". Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad San Antonio de Abad de Cuzco. Perú. 154 p.

Rau Vargas (2010). DESPACHO ECONOMICO ÓPTIMO DE PLANTAS DE GENERACION HIDROTERMICO EN SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional del Centro en Huancayo. Perú. 143 p.

Sanchez, C. & Wilson, J. (2010). REPOTENCIACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ALGAMARCA. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad de Piura en Perú. 102 p.

Sánchez Serrano (2018). DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE VELOCIDAD DE UNA TURBINA PELTON EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BUENOS AIRES NIEPOS USANDO ALGORITMO PI DIGITAL. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Santo Toribio de Mogrovejo en Chiclayo. Peru.93 p.

Silva Elías (2007). REPOTENCIACIÓN DE LAS TURBINAS FRANCIS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía de la Universidad Nacional del Santa en Perú. 137 p.

Yumpo, A. (2010). REPOTENCIACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL MUYO DE 5.4 MW CON LA ADICIÓN DE UN GRUPO DE 2.7 MW, DISTRITO DE ARAMAYO, PROVINCIA DE BAGUA, DEPARTAMENTO DE AMAZONAS. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Señor de Sipan, Chiclayo, Perú. 109 p.

TEXTOS

Coz, F. (1996.) Manual de Mini y Micro Centrales Hidráulicas. Ediciones de la Universidad Nacional de Ingeniería. Peru. 120 p.

Empresa Electro Norte Medio. (2003). Manual de Procedimientos para Maniobras - Hidrandina S.A. Unidad de Negocios de Hidrandina S.A. Perú. 250 p.

Gonzales, S. (2001). Maquinas Eléctricas Estáticas”- Tomo II - Serie Habich. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 120 p.

Mataix, Claudio (2009) . Maquinas hidráulicas. Turbinas hidráulicas, bombas y ventiladores. Editorial Comillas. España. 1720 p.
ISBN 8484682528

Mujul, Ramón (2014). Protección de sistemas eléctricos de potencia. Ediciones de la Universidad Politécnica de Cataluña de España. 273 p.
ISBN 8476539738

LINKOGRAFIA

AGENCIA CHILENA DE EFICIENCIA ENERGETICA .Hidroeléctrica de embalse. Gobierno de Chile. 2,018. . [Consulta: 30 de Junio del 2,019].Disponible en:
<https://www.aprendeconenergia.cl/hidroelectrica-de-embalse/>

ALARCON(2014) Rehabilitar, repotenciar, modernizar: la nueva frontera para las hidroeléctricas de Latinoamérica. Energía para el futuro. Recuperado el 30 de noviembre del 2019, de:

<HTTPS://BLOGS.IADB.ORG/ENERGIA/ES/REHABILITAR-REPOTENCIAR-MODERNIZAR-LA-NUEVA-FRONTERA-PARA-LAS-HIDROELECTRICAS-DE-LATINOAMERICA/>

VCSET (2017). Venta de Turbina hidráulica, sistema de excitación, turbina generador, regulador de velocidad, transformador. Recuperado el 29 de agosto del 2019, de:
<https://spanish.alibaba.com/product-detail/pelton-turbine-price-with-quality-guaranteed-high-water-head-60548384529.html>

Sector Electricidad (2016). La Comunidad de Profesionales en Ingeniería Eléctrica, Reseña Histórica y parámetros de la Central hidroeléctrica de Huinco en Caverna .Recuperado el 30 de agosto del 2019, de:
<http://www.sectorelectricidad.com/15981/peru-central-hidroelectrica-de-huinco-en-caverna/>

FERNANDEZ DIEZ (2014). TURBINAS HIDRAULICAS. UNIVERSIDAD DE CANTABRIA. ESPAÑA. Recuperado el 30 de diciembre del 2019, de:
http://www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/turbinas-hidraulicas.pdf

OSINERGMIN (2019). INFORME TECNICO N° 183-2019 Determinación de los precios de barra 2019-2020. GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA. Recuperado el 28 de diciembre del 2019, de:

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/tarifas-en-barra>

ODEBRECHT (2017). Reseña Histórica y parámetros de la Central hidroeléctrica de Huinco en Caverna. Recuperado el 28 de agosto del 2019, de:

<http://www.odebrecht.com.pe/negocios/infraestructura/obras-realizadas/energia/central-hidroelectrica-charcani-v>

COES (2017). Procedimiento técnico n° 18 determinación de la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas . COES. Recuperado el 28 de diciembre del 2019, de:

<HTTPS://WWW.COES.ORG.PE/PORTAL/MARCONORMATIVO/PROCEDIMIENTOS/TECNICOS>

BREÑA(2019). Coeficiente de Hazen-Williams en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa. Revista Científica Scielo . volumen 40. La habana. Cuba. . Recuperado el 10 de DICIEMBRE del 2019, de:

http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1680-03382019000300041

Blog Infraestructura Peruana (2015). Reseña Histórica y parámetros de la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu

<http://infraestructuraperuana.blogspot.pe/2015/06/central-hidroelectrica-de-machu-picchu.html>

ANEXOS

ANEXO 1 : SERIE SINTETICA DE CAUDALES (2013-2017)

Mes	2013	2014	2015	2016	2017	Caudal promedio (m3/s)
Enero	2.7	2.5	2.9	2.8	2.5	2.7
Febrero	2.8	2.9	2.9	2.7	2.7	2.8
Marzo	2.7	2.7	2.8	2.9	2.9	2.8
Abril	2.7	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Mayo	2.7	2.7	2.8	2.7	2.8	2.7
Junio	2.7	2.8	2.8	2.9	2.8	2.8
Julio	2.8	2.8	2.8	2.7	2.7	2.8
Agosto	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Septiembre	2.8	2.7	2.7	2.7	2.8	2.7
Octubre	2.8	2.8	2.7	2.9	2.8	2.8
Noviembre	2.8	2.9	2.9	2.9	2.8	2.9
Diciembre	2.9	2.9	2.8	2.9	2.9	2.9
Promedio	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8

Fuente: Reporte Histórica CH Pomabamba

ANEXO 3 : EXTRACTO DEL INFORME N° 183-2019 DETERMINACION DE LOS PRECIOS DE BARRA 2019-2020

Informe N° 183-2019-GRT

Cuadro N° 1.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA NACIONAL

Barra	PPM S./kW-mes	PCSPT S./kW-mes	PPB S./kW-mes	PEMP ctm.S./kWh	PEMF ctm.S./kWh
Zorritos	20,67	35,089	55,756	9,77	8,60
Talara	20,67	35,089	55,756	9,59	8,55
Pura Oeste	20,67	35,089	55,756	9,72	8,58
La Niña	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
Chiclayo Oeste	20,67	35,089	55,756	9,80	8,60
Carhuaqueiro 220	20,67	35,089	55,756	9,45	8,35
Carhuaqueiro 138	20,67	35,089	55,756	9,46	8,35
Culervo 138	20,67	35,089	55,756	9,54	8,39
Jaen 138	20,67	35,089	55,756	9,52	8,41
Guadalupe 220	20,67	35,089	55,756	9,58	8,49
Guadalupe 60	20,67	35,089	55,756	9,59	8,50
La Ramada	20,67	35,089	55,756	9,36	8,25
Cajamarca	20,67	35,089	55,756	9,44	8,33
Trujillo Norte	20,67	35,089	55,756	9,53	8,46
Chimbote 1 220	20,67	35,089	55,756	9,47	8,43
Chimbote 1 138	20,67	35,089	55,756	9,48	8,43
Paramonga N 220	20,67	35,089	55,756	9,32	8,31
Paramonga N 138	20,67	35,089	55,756	9,31	8,31
Paramonga 138	20,67	35,089	55,756	9,29	8,30
Huacno	20,67	35,089	55,756	9,32	8,36
Lomera	20,67	35,089	55,756	9,37	8,44
Zapallar	20,67	35,089	55,756	9,40	8,49
Carabayillo	20,67	35,089	55,756	9,38	8,47
Ventanilla	20,67	35,089	55,756	9,43	8,54

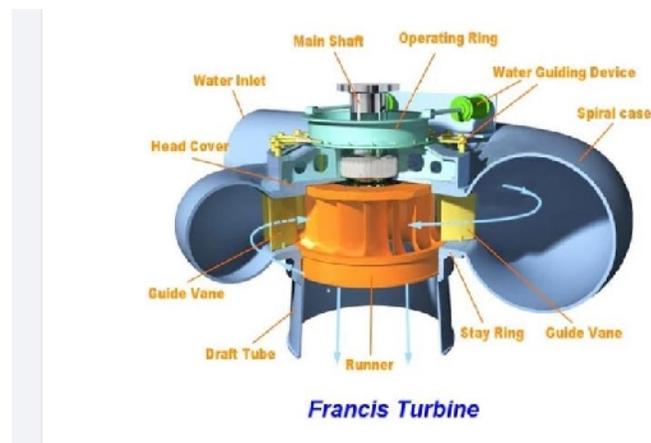
Fuente: Informe N° 183-2019-GART Procedimiento para la determinación de los Precios de barra 2019-2020

ANEXO 4 : CARACTERISTICAS DE LA TURBINA FRANCIS DE 2 MW DE Deyang Dongsen Hydropower

INFORMACIÓN DEL PRODUCTO

Turbina Francis, también llamada Turbina de flujo mixto y turbina de presión variable, llamada así por un ingeniero J.B. americano. Francis, pertenece al tipo de reacción de las turbinas.

La turbina Francis es ampliamente utilizada en plantas hidroeléctricas con cabezales de agua bajos, que oscilan entre 25 m y medios y altos 550 m, generalmente de 30 a 300 m. Tiene ventajas tales como: funcionamiento estable, estructura compacta. Lo más importante de todo, la turbina de agua de Francis que fabricamos podría funcionar con una alta eficiencia de aproximadamente 92% a 94.5%.



Demostración del producto

Generador Horizontal de turbina de agua Francis:

1. Salida: 2000kw
2. Cabezal de agua: 102 m
3. Voltaje: 6300 v
4. Frecuencia: 50Hz
5. Cuchillas de guía: ZG0Cr13Ni4Mo
6. Diámetro de la rueda: 95 cm
7. Eficacia: 93.6% y 96%
8. Velocidad del corredor: 750 rpm
9. Nivel de aislamiento: F/F
10. Aplicación: planta hidroeléctrica



Los parámetros básicos

Nombre del producto	Francis de turbina de agua
Descripción	Unidad de generador de turbina hidráulica síncrona 2000kw
Tipo de	Alternador trifásico hidroeléctrico AC
La cabeza de agua	H: 102 m
Flujo de	2,2 m y sup ³ /s
Turbina de agua	HL ***-WJ-71 Diámetro del corredor: 71 cm material: acero inoxidable
Generador	SFW2000-6/1430 Salida: 2000kw velocidad: 1000 rpm
La capacidad de	2000kw
Frecuencia	50Hz
Tensión de salida	6300 v
Garantía	1 año
La esperanza de vida	30-50 años
Estándar	ISO9001 TÜV
Fabricante	Deyang Dongsen energía hidroeléctrica equipo Co., Ltd

Guía Vane mecanismo:

La varilla de conexión junto con el servomotor unida al regulador para ajustar bien la apertura de la paleta guía. Para regular la turbina mediante el control de la cantidad de agua admitida para adaptarse a las condiciones de carga instantáneas.

Turbina de agua:

El material que utilizamos para las palas de la turbina de agua de Francis es de acero inoxidable ZG0Cr13Ni4Mo que podría ser usable y proporcionar corrosión. Por lo tanto, el corredor de acero inoxidable tendrá una vida útil más larga en comparación con las ruedas de hierro fundido.

El corredor es el corazón de la turbina wate, lo que también es nuestra ventaja. Porque nuestra empresa se encuentra en Deyang, Sichuan, China. DEC, la cooperación eléctrica de Dongfang, también el mayor fabricante de generadores de turbina de agua en el mundo se encuentra en Deyang. Cooperamos con DEC para muchos proyectos hidroeléctricos. Por lo tanto, elegiremos los mejores modelos de diseño de corredor económico y adecuado con alta eficiencia.

ANEXO 5: HOJA DE DETERMINACION DEL VALOR ACTUAL NETO Y TIR.

ANALISIS ECONOMICO				
	Ingresos			
	Venta de Energía	3758219.14		
	Egresos			
	OM	24000		
	Inversión	1000000		
Periodo	INVERSION	EGRESOS	INGRESOS	SALDO
0	1000000			-1000000
1		24000	3758219.14	3734219.14
2		24000	3758219.14	3734219.14
3		24000	3758219.14	3734219.14
4		24000	3758219.14	3734219.14
5		24000	3758219.14	3734219.14
6		24000	3758219.14	3734219.14
7		24000	3758219.14	3734219.14
8		24000	3758219.14	3734219.14
9		24000	3758219.14	3734219.14
10		24000	3758219.14	3734219.14
11		24000	3758219.14	3734219.14
12		24000	3758219.14	3734219.14
13		24000	3758219.14	3734219.14
14		24000	3758219.14	3734219.14
15		24000	3758219.14	3734219.14
16		24000	3758219.14	3734219.14
17		24000	3758219.14	3734219.14
18		24000	3758219.14	3734219.14
19		24000	3758219.14	3734219.14
20		24000	3758219.14	3734219.14
VAN	27,799,979.74			
373%	TIR			

ANEXO 6 : GALERIA FOTOGRAFICA

CANAL DE INGRESO AL DESARENADOR – CH POMABAMBA



COMPUERTAS – CANALES, CH POMABAMBA



SALA DE CONTROL - CH POMABAMBA / HIDRANDINA S.A.



TUBERIA DE PRESIÓN – CH POMABAMBA / HIDRANDINA S.A.



COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-18
DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		
<ul style="list-style-type: none"> Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° 203-2017-OS/CD, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 29.09.2017, vigente a partir del día siguiente de su publicación. 		

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento que deberán seguir los Generadores Integrantes y el COES para determinar la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del COES.

3. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el presente Procedimiento, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

En todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutoria

Asimismo, para la aplicación del presente Procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

3.1 Altura o Salto neto de una Turbina (H)

Es la energía por unidad de peso de agua disponible entre las secciones de referencia de presión alta (aguas arriba) y presión baja (aguas abajo) de la turbina.

3.2 Altura o Salto bruto de la Central Hidroeléctrica (H_g)

Diferencia en elevaciones entre el nivel del agua en la parte superior (embalse o cámara de carga, según corresponda) y el nivel del agua en la descarga.

3.3 Altura o Salto nominal de la Central Hidroeléctrica (H_n)

Es la altura o salto neto de diseño de la Central Hidroeléctrica para la totalidad de turbinas operando simultáneamente.

3.4 Altura o Salto efectivo de la Central Hidroeléctrica (H_e)

Es la altura o salto neto disponible de la Central Hidroeléctrica para la totalidad de turbinas operando simultáneamente.

3.5 Caudal Turbinado

Volumen de agua por unidad de tiempo que se registra o se determina durante la medición de la Potencia Efectiva realizada de acuerdo al presente Procedimiento.

3.6 Condiciones de Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica

Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la Altura o Salto efectivo de la Central Hidroeléctrica.

3.7 Error sistemático

Es el error que no puede reducirse al aumentar el número de mediciones, si el equipo y las condiciones de las mediciones permanecen iguales.

3.8 Incertidumbre sistemática

Es el rango en que se espera se encuentre el valor verdadero de una medición, y que está asociada a los Errores Sistemáticos de los instrumentos.

3.9 Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica (PE)

Es la máxima capacidad potencia medida en forma simultánea en bornes de generación de las Unidades de Generación de una Central Hidroeléctrica durante cinco (5) horas continuas, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva.

4. OBLIGACIONES

4.1 Del COES

- 4.1.1 Elaborar y aprobar anualmente, en el mes de diciembre, el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas, correspondiente al año siguiente, el cual será publicado en el portal de internet del COES.
- 4.1.2 Aprobar la programación del ensayo de la Central Hidroeléctrica en la oportunidad en la que se emite el Programa Semanal de Operación (PSO), de acuerdo al procedimiento correspondiente.
- 4.1.3 Designar un veedor para el ensayo.
- 4.1.4 Revisar, observar y solicitar mayor información o sustento al Informe Técnico de Potencia Efectiva, cuando a su juicio lo considere necesario.
- 4.1.5 Aprobar, de ser el caso, el Informe Técnico de Potencia Efectiva conjuntamente con los valores de Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado.
- 4.1.6 Aprobar los métodos de medición aplicables en el ensayo, junto con la programación del mismo.
- 4.1.7 Publicar en el portal de internet del COES toda la información relacionada al presente procedimiento.
- 4.1.8 Informar al Osinergmin trimestralmente la ejecución de los ensayos establecidos en el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva.

4.1.9 Elaborar y remitir al Osinergmin durante el tercer trimestre de cada año un informe técnico que identifique las Centrales Hidroeléctricas que disminuyeron su Potencia Efectiva de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.4 del presente procedimiento.

4.2 Del Generador Integrante del COES

4.2.1 Solicitar al COES la programación y ejecución del ensayo.

4.2.2 Designar a un consultor que ejecutará el ensayo considerando lo señalado en el Anexo 1.

4.2.3 Proporcionar al COES y al consultor, la información señalada en el numeral 6.1.

4.2.4 Brindar las facilidades necesarias para que el veedor del COES pueda acceder al lugar del ensayo.

4.2.5 En caso la Central Hidroeléctrica no esté equipada con instrumentos adecuados en forma permanente, disponer de manera provisional los instrumentos de medición de presión, caudal, niveles de los espejos de agua necesarios para realizar las mediciones.

4.2.6 Proponer al COES los métodos de medición que sean factibles de aplicar en el ensayo, de acuerdo a las condiciones de cada Central Hidroeléctrica.

4.2.7 Asumir el costo de ejecución del Ensayo.

4.2.8 Presentar al COES, en medio impreso y digital, el Informe Técnico de Potencia Efectiva resultante de la ejecución del ensayo.

5. OPORTUNIDAD DE LOS ENSAYOS

Los ensayos se realizarán en los siguientes casos:

5.1 Cuando el Generador Integrante solicite el ensayo antes de obtener el ingreso en Operación Comercial.

5.2 Cuando ingresa en operación comercial una nueva Central Hidroeléctrica.

5.3 Cuando ingrese o se retire una Unidad de Generación de una Central Hidroeléctrica en operación comercial.

5.4 Cuando a juicio del COES, existan razones para presumir que la Potencia Efectiva de la central ha sufrido una variación superior al 5% respecto del valor vigente. En el Anexo 2 se describe la metodología que se utilizará para verificar esta condición.

5.5 A solicitud del titular cuando la central haya sido repotenciada, para lo cual deberá adjuntar un informe que sustente el requerimiento.

5.6 A solicitud del titular cuando considere que debe realizarse un nuevo ensayo, para lo cual deberá adjuntar un informe que sustente el requerimiento.

6. ETAPAS Y PLAZOS DEL PROCESO

6.1 Presentación de información para la programación del ensayo

Para la programación del ensayo, el Generador Integrante deberá presentar al COES, en los plazos establecidos para la entrega de información del Programa Semanal de Operación (PSO), una solicitud con la siguiente información en medio digital:

- a) Pliego Técnico de cada una de las Unidades de Generación que constituyen la Central Hidroeléctrica. Esta información deberá incluir:
 - a.1 Tabla de Datos Técnicos de las Unidades de Generación (TDT-CH), de acuerdo al Formato N°1.
 - a.2 Tablas de Datos Técnicos de los Instrumentos de Medición (TDT-IM), de acuerdo al Formato N°2.
 - a.3 Procedimientos de operación.
 - a.4 El informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.
- b) Esquemas de principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares. El esquema debe mostrar los equipos principales; así como, los flujos de los procesos.
- c) Esquemas de disposición de planta actualizados con respecto al diseño original.
- d) Diagrama unifilar eléctrico de la Central Hidroeléctrica y Unidades de Generación.
- e) Curvas de rendimiento en sitio de la turbina, con una vigencia no mayor a 5 años con relación a la fecha de Ensayo y datos de eficiencia del generador (ensayos en fábrica).
- f) Diagrama P-Q (Curva de Capacidad o Capabilidad) de la unidad de generadora o Central Hidroeléctrica, suministrado por el fabricante y/o determinada con la experiencia operativa.
- g) Planos de corte de las turbinas con sus cotas de referencia.
- h) Planos de corte de cámara de carga o embalse con sus cotas de referencia de rebose máximo y mínimo.
- i) Puntos de referencia topográfica de la Central Hidroeléctrica que incluyan la cota en la cámara de carga y el piso de turbinas.
- j) Registros diarios de la operación de la central a plena carga, en periodo horario y de la última semana de operación, tales como: la potencia en bornes de generación, factor de potencia, temperaturas de turbina y generador, caudal turbinado y niveles aguas arriba y abajo de la central.
- k) Nombre del consultor y del jefe del ensayo.
- l) Programa preliminar del ensayo.
- m) Certificados de calibración vigentes de los instrumentos que serán utilizados durante el ensayo.
- n) Los valores referenciales de Potencia Efectiva y Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica a ser verificada durante el ensayo.

La información indicada en los literales del a) al j) también deberá ser entregada al consultor por el Generador Integrante.

6.2 Ejecución del ensayo

Las actividades referidas a la ejecución del ensayo, incluyendo las actividades preliminares y la elaboración del acta correspondiente, se encuentran descritas en el Anexo 3

6.3 Determinación de la Potencia Efectiva, Caudal Turbinado y Salto Neto

La Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica y su correspondiente Caudal Turbinado se calcularán conforme se detalla en el Anexo 4.

El Salto Neto será calculado en la misma oportunidad del ensayo. El procedimiento de cálculo es desarrollado en el Anexo 5.

6.4 Elaboración y aprobación del Informe Técnico de Potencia Efectiva

6.4.1 Contenido del informe

En el Informe Técnico de Potencia Efectiva debe incluirse lo siguiente:

- a) Acta de ensayos, de acuerdo al Anexo 3.
- b) Cálculos de determinación de Potencia Efectiva, Caudal Turbinado y Salto Neto, distinguiendo los que corresponden a la Central Hidroeléctrica en su conjunto y a cada una de las Unidades de Generación.
- c) Cuadros y gráficos resumen de resultados que incluyan:
 - Potencia, caudal y salto nominales de diseño.
 - Potencia, caudal y salto determinados en las pruebas realizadas desde las pruebas de recepción inicial, indicando el mes y año de cada una de las pruebas.
- d) Potencia, caudal y salto correspondiente a las pruebas realizadas, objeto de la aplicación del presente procedimiento.
- e) La verificación de la estabilidad de las variables primarias y secundarias. De acuerdo con la Norma IEC 60041, las fluctuaciones máximas permitidas durante el ensayo son:
 - e.1 La fluctuación en la potencia (Variable Primaria) no debe de exceder del $\pm 1,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.2 La fluctuación de la altura bruta de la Central Hidroeléctrica (Hg) no debe de exceder del $\pm 1,0\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.3 La fluctuación de la velocidad de rotación no debe de exceder del $\pm 0,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.4 La fluctuación del caudal no debe de exceder de $\pm 1,5\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.
 - e.5 La fluctuación del factor de potencia no debe exceder de $\pm 2\%$ respecto al valor promedio de los datos registrados.

Todos los cálculos serán proporcionados en hojas de cálculo electrónicas, las que deberán permitir verificar la data, así como reproducir los cálculos efectuados; es decir, deberán contener las fórmulas, macros y enlaces necesarios sin protección al acceso. No se aceptarán hojas de cálculo convertidas a hojas de datos y/o protegidas.

6.4.2 Procedimiento de aprobación del informe

- a) El informe deberá ser entregado al COES dentro de los 30 días calendarios posteriores al ensayo.

- b) De existir observaciones al informe, el COES dispone de 15 días calendario para notificar al Generador Integrante sus observaciones.
- c) El Generador Integrante dispone de 10 días calendario para absolver las observaciones.
- d) El COES habiendo revisado el informe y, de ser el caso, la absolución de observaciones, aprobará el informe, siempre que hayan sido absueltas las observaciones, en caso contrario será desaprobado.

6.4.3 Causales de desaprobación del informe

El informe y sus resultados serán desaprobados en los casos siguientes:

- a) Cuando ha sido formulado en base a menos de diez mediciones válidas de las veinte mediciones registradas de la potencia efectiva y caudal turbinado.
- b) Cuando habiéndose efectuado los ensayos y presentado el informe correspondiente, el Generador Integrante considera necesario repetir el ensayo, para lo cual deberá presentar el informe con los resultados obtenidos y el sustento del pedido. En este caso, si el COES aprueba este pedido, el nuevo ensayo será realizado dentro de un plazo máximo de tres meses.
- c) Cuando el Generador Integrante no cumple con absolver todas las observaciones presentadas por el COES dentro del plazo indicado en el numeral 6.4.2 del presente procedimiento.

6.4.4 Vigencia de valores aprobados

Los valores aprobados de Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica tendrán vigencia hasta la fecha en que se aprueben los valores de un nuevo ensayo.

- 6.5** El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Integrantes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

7. ANEXOS

- Anexo 1 Selección del consultor y requerimientos de la instrumentación
- Anexo 2 Descripción de la metodología para la verificación de la disminución o incremento de la Potencia Efectiva
- Anexo 3 Actividades para la ejecución del ensayo
- Anexo 4 Determinación de la Potencia Efectiva y Caudal Turbinado
- Anexo 5 Determinación del Salto Neto
- Anexo 6 Incertidumbre y error en las mediciones
- Anexo 7 Figuras
- Anexo 8 Medición directa de caudal y variables complementarias
- Anexo 9 Métodos de Medición y Ubicación de instrumentos

- Anexo 10 Diagramas de Flujo de Procesos (Ensayos de campo y Ensayos de gabinete)
- Anexo 11 Formatos
- Anexo 12 Ejemplo de aplicación del PR-18

ANEXO 1

SELECCIÓN DEL CONSULTOR REQUERIMIENTOS DE LA EMPRESA CONSULTORA E INSTRUMENTACIÓN

1. Consultor

El Consultor es el encargado de ejecutar el ensayo, independiente del Generador Integrante y del COES, con solvencia para ejecutar las pruebas y realizar los cálculos posteriores.

Para la selección del Consultor encargado del ensayo se recomienda lo siguiente

1.1 Para Centrales de 20 MW o mayores

Contar con:

Un Jefe de Ensayo, preferentemente Ingeniero Mecánico, Electricista o Mecánico Electricista con más de 5 años de experiencia profesional en el sector eléctrico, con conocimiento y experiencia en el uso de instrumentos de medición, y en la ejecución de Ensayos en Centrales Hidroeléctricas.

Un Equipo Técnico, con conocimientos y experiencia en Ensayos Técnicos aplicando la norma IEC 60041, formado por:

La empresa consultora deberá contar con los siguientes requerimientos referenciales:

- 01 Ingeniero o técnico electricista.
- 01 Ingeniero o técnico mecánico.
- 01 Ingeniero o técnico instrumentista.
- 01 Ingeniero Mecánico de Fluidos o Civil (con experiencia en medición de caudal).

1.2 Para centrales menores de 20 MW

Contar con un Jefe de Ensayo y el Equipo Técnico mínimo que se requiera para realizar las mediciones en la Central Hidroeléctrica.

2. Instrumentación

De manera indicativa, pero no limitativa, se utilizará por lo menos la siguiente instrumentación:

- 02 Registradores de parámetros eléctricos.
- 01 Medidor de flujo para líquidos (agua).
- 02 Transductores sumergibles de nivel.
- 02 Transductores de presión.

Todos los instrumentos de medición a ser utilizados en el ensayo, pertenecientes a la propia Central Hidroeléctrica o Consultor, deberán estar calibrados o contrastados, lo que se deberá sustentar a través de los respectivos certificados de calibración vigentes al momento del ensayo emitidos por los fabricantes o empresas que estén debidamente acreditadas por INDECOPI o por una entidad certificadora reconocida internacionalmente.

ANEXO 2

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE LA DISMINUCIÓN O INCREMENTO DE LA POTENCIA EFECTIVA

La verificación de la disminución o incremento de la Potencia Efectiva de una Central Hidroeléctrica se realizará de la siguiente forma:

1. Se considerará el valor total de los registros de potencia de los medidores instalados en cada unidad generadora que conforma la Central Hidroeléctrica, y que se envía con intervalos de 15 minutos, para la valorización de las transferencias de potencia y energía.
2. Se determinará la potencia para periodos consecutivos de cinco (5) horas calculando el promedio de los registros de potencia, utilizando los valores en que se presente un caudal turbinado igual o superior al medido o calculado en la determinación de la potencia efectiva. Para el cálculo de la potencia en mención, se utilizará las fórmulas indicadas en el Anexo 4.
3. Se descartará los valores de los medidores cuando se presente una concentración de sólidos en suspensión que no permita turbinar el caudal máximo.
4. La potencia determinada en el numeral 2 del presente anexo, se utilizará para la comparación con la medición de Potencia Efectiva.

ANEXO 3

ACTIVIDADES PARA LA EJECUCIÓN DEL ENSAYO

1. Actividades preliminares al ensayo

1.1 Reconocimiento de Instalaciones

El Jefe de Ensayo, luego de analizar la información técnica proporcionada por el Generador Integrante, y hasta un día antes de la fecha programada para el ensayo, deberá llevar a cabo las siguientes inspecciones:

- a) Ubicación y verificación del estado operativo de los equipos de medición y sistemas auxiliares, para lo cual deberá tomar como referencia la información que le entregó el Generador Integrante según lo señalado en el numeral 6.1 del presente procedimiento.
- b) Verificación de los puntos de medición y registro de todas las Variables Primarias y Secundarias consideradas, para lo cual deberá tomar como referencia los esquemas señalados en el numeral 6.1 del presente procedimiento.
- c) Verificación de la calidad de la instrumentación fija de la central y la instrumentación portátil proporcionada por el Consultor.

1.2 Verificación de las características de los Instrumentos de Medición

Los instrumentos de medición deben ser elegidos de acuerdo al rango de lectura que medirán en la central sometida a ensayo, considerando las especificaciones mínimas que se muestran en el Cuadro N° 1.

El Generador Integrante deberá proporcionar al COES, previo a la realización del ensayo, los certificados de contrastación vigentes de los instrumentos de medición a utilizar, los que tendrán una antigüedad no mayor a un año a la fecha de la realización del ensayo.

Cuadro N° 1. Especificaciones sobre la precisión mínima de los equipos de medición (*)

N°	Equipo	Variable	Rango de precisión
1	Medidor de energía	Potencia generada	Clase 0.2
2	Medidor de flujo	Caudal turbinado	$\pm 1,0\%$
3	Medidor de presión	Presión	$\pm(2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} p_{\max}$, donde p_{\max} es la escala máxima del instrumento.
4	Medidor de temperatura	Temperatura	$\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{K}$ (grados kelvin)
5	Medidor de nivel	Nivel	$\pm(2 \text{ a } 6) \times 10^{-3} Z_{\max}$; donde Z_{\max} es la escala máxima del instrumento.

(*) Referencia Norma IEC 60041 Sección 4

1.3 Elaboración del plan de ensayo

El Jefe de Ensayo elaborará el plan de ensayo, tomando como referencia el Formato N° 3 del Anexo 11. El plan debe contener, como mínimo, la siguiente información:

- a) Breve descripción de la unidad a ensayar.
- b) Detalle sobre las mediciones.

- c) Distribución de funciones del personal.
- d) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para el ensayo.
- e) Consideraciones especiales para el ensayo.
- f) Programa definitivo del ensayo.

2. Desarrollo del ensayo

2.1 Asistentes al ensayo

Durante el ensayo deberán estar presentes:

- a) Un representante acreditado del Generador Integrante, que tendrá la función de operar la central sometida a ensayo.
- b) Un representante designado por el COES, en calidad de veedor, quien dará fe de la correcta ejecución de ensayo.
- c) El Jefe de Ensayo y su Equipo Técnico, que son los responsables técnicos del ensayo y deciden los aspectos técnicos relacionados con la medición, tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes.

2.2 Consideraciones para el ensayo

- a) La temperatura en los cojinetes del generador y los devanados del estator no deben exceder los valores fijados en el protocolo de prueba de recepción de la Unidad de Generación o central sometida a ensayo. En todo caso, deben respetarse las recomendaciones del fabricante de acuerdo con los materiales antifricción (cojinetes) y aislamiento de los bobinados.
- b) Ajustes no permitidos durante el ensayo
- c) No está permitido operar más allá de los límites operativos de las variables secundarias indicadas en el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.
- d) Fijar el modo de regulación a potencia constante.

2.3 Ejecución del ensayo

- a) Duración del ensayo

El ensayo tendrá una duración no menor de cinco (5) horas de operación.

- b) Número de mediciones

El ensayo deberá registrar un total de veinte (20) mediciones, realizadas cada quince (15) minutos (Variables primarias y secundarias).

- c) Magnitudes a medir y ubicación de los puntos de medición

En el Cuadro N° 2, se indican las magnitudes a medir para la determinación de la Potencia Efectiva y Caudal Turbinado (Variables primarias), y en el Cuadro N° 3, se indica las magnitudes a medir para la verificación de las condiciones de estabilidad durante el ensayo (Variables secundarias).

Cuadro N° 2. Variables primarias

N°	Variables primarias
1	Potencia activa de cada Unidad de Generación ⁽¹⁾
2	Caudal Turbinado

⁽¹⁾ Información Base

Cuadro N° 3. Variables secundarias

N°	Variables secundarias
1	Potencia de servicios auxiliares
2	Nivel del espejo de agua del embalse o cámara de carga
3	Altura bruta
4	Presión en toda la extensión de la línea del eje del túnel (en el caso de tener acceso al túnel de aducción)
5	Presión en tubería de ingreso y salida de la turbina (esto último sólo para turbinas de reacción)
6	Voltaje
7	Factor de potencia
8	Frecuencia
9	Temperatura de devanados del estator y cojinetes
10	Otros parámetros que indican operación en régimen estable (tales como: nivel de agua en los pozos de oscilación, corriente de excitación, etc.), conforme corresponda específicamente a la central.

En el Anexo 9 se muestran los métodos de medición y las ubicaciones indicativas para los instrumentos a utilizar en el ensayo de centrales con equipamiento típico.

Durante el ensayo, se deberán medir simultáneamente las variables primarias y secundarias.

d) Factor de potencia

El ensayo será efectuado operando con un factor de potencia promedio \pm dos veces la desviación estándar. Dicho promedio corresponderá a los valores de factor de potencia calculados a partir de la energía activa y reactiva registrados en las horas de punta (considerada por Osinergmin para fines tarifarios) para el periodo de diciembre a marzo anterior a los ensayos. En el caso de nuevas centrales se utilizarán los registros a plena carga, obtenidos en la etapa de pruebas.

e) Caudal Turbinado

El Caudal Turbinado se determinará a partir de mediciones directas por alguno de los métodos indicados en el numeral 1 del Anexo 8. En caso no sea factible, medir el Caudal Turbinado se realizará el cálculo indirecto, utilizando las curvas de eficiencia de

la unidad (turbina y generador) facilitadas por el Generador Integrante, conforme se explica en el Anexo 12.

f) **Altura bruta**

La altura bruta, cuando no se trate de repotenciaciones, corresponderá a la capacidad de diseño original de la unidad o central, debiendo corresponder a condiciones normales de operación.

g) **Validación de los datos medidos durante el ensayo**

Todos los datos correspondientes a las Variables primarias y secundarias se recabarán y pondrán en hojas de cálculo electrónicas.

h) **Eliminación de mediciones por perturbaciones en el SEIN**

De producirse Perturbaciones en el SEIN no causadas por la central bajo ensayo, y éstas alterarán la frecuencia o voltaje fuera de los rangos permitidos, afectando la Potencia Efectiva y el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica, las mediciones registradas durante el tiempo afectado, no serán consideradas válidas. Estas mediciones deberán repetirse, por lo que el ensayo deberá prolongarse por el tiempo que resulte necesario.

Las mediciones válidas serán todas las mediciones efectuadas menos las mediciones eliminadas. Para que el ensayo sea válido debe contarse al menos con diez (10) mediciones válidas.

2.4 Repetición del ensayo

Si el ensayo no dura al menos cinco (5) horas, se realizará un segundo ensayo, que podrá efectuarse a continuación del primero o, en su defecto, ser diferido. La realización inmediata del segundo Ensayo requerirá de la decisión unánime del Jefe del ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante. De no existir consenso, el Generador Integrante solicitará la fecha de la realización del segundo Ensayo, conforme lo establecido en el presente procedimiento.

2.5 Suspensión del ensayo

El ensayo quedará suspendido en los casos siguientes:

- a) Cuando no se pueda cumplir con el mínimo de registros válidos de acuerdo al numeral 2.3 b) del presente anexo.
- b) Cuando la Unidad de Generación o Central Hidroeléctrica salga de servicio por tercera vez, dentro del período de duración del ensayo, por causas atribuibles al Generador Integrante.

En estos casos, el ensayo en la Central Hidroeléctrica será reprogramado dentro de un plazo máximo de tres meses, a criterio del COES, previamente coordinado con el Generador Integrante.

3. Actividades posteriores al ensayo

3.1 Elaboración del acta de ensayo

Al final del ensayo, se levantará el Acta de Ensayo, la cual será suscrita por el Jefe de ensayo, el representante acreditado por el Generador Integrante y el veedor del COES. Dicha acta deberá ser entregada al veedor del COES dentro de las 3 horas posteriores a la finalización del ensayo.

El Acta de Ensayo deberá contener por lo menos la siguiente información:

- a) Nombre del Integrante del COES.
- b) Nombre de la central de generación.
- c) Nombre o número de la Unidad o Unidades de Generación sometidas a ensayo.
- d) Nombre del Jefe de Ensayo, de los integrantes del Equipo Técnico de Ensayo, del veedor del COES y del representante del Generador Integrante.
- e) Fecha y hora de apertura del Acta.
- f) Datos técnicos de la turbina y el generador.
- g) Número de Unidades de Generación que se encuentran en operación.
- h) Hora de inicio del ensayo.
- i) Hora de finalización del ensayo.
- j) Todos los datos medidos de acuerdo al numeral 2.3 c) del presente anexo.
- k) Observaciones.

4. Referencia

Para las actividades indicadas en el presente anexo se deberá tomar como referencia la Norma Internacional IEC 60041:1991 Tercera Edición “Pruebas de campo para determinar el funcionamiento de turbinas hidráulicas, bombas de almacenamiento y turbinas-bomba”.

ANEXO 4

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y CAUDAL TURBINADO

1. Determinación de la Potencia Efectiva

Para calcular la Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica en función de los resultados del ensayo, se seguirá el siguiente procedimiento:

- 1.1 De las mediciones válidas, se halla el promedio y este valor será la potencia efectiva de la Unidad de Generación hidroeléctrica, según la fórmula (1).

$$Pe_j = \frac{\sum_1^n Pb_i}{n} \dots \dots (1)$$

Donde:

Pe_j : Potencia efectiva de la unidad j

Pb_i : Potencia medida en bornes de la i-ésima medición

i : Valor i-ésimo

j : Unidad que se realizó el ensayo

n : Número de mediciones

- 1.2 La Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica será la sumatoria de la Potencia Efectiva de cada una de las Unidades de Generación ensayadas que la conforman, medidas en forma simultánea, aplicando la siguiente fórmula:

$$PE = \sum_j^k Pe_j \dots \dots (2)$$

Dónde:

PE : Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica

Pe_j : Potencia Efectiva de la j-ésima Unidad de Generación

k : Número total de Unidades de Generación que conforman la Central Hidroeléctrica

2. Determinación del Caudal Turbinado

2.1 Método Directo

Para calcular el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica, sobre la base de los resultados del ensayo, se determinará el promedio de las mediciones directas válidas, empleando uno de los métodos de medición indicados en el Anexo 8, en la ubicación y orden de preferencia indicado en el Anexo 9, y este valor será el Caudal Turbinado de la Central Hidráulica, según la fórmula (3).

$$Qt = \frac{\sum_1^n Qt_i}{n} \dots \dots (3)$$

Donde:

Qt : Caudal turbinado de la Central Hidroeléctrica

Qt_i : Caudal medido de la i-ésima medición

i : Valor i-ésimo

n : Número de mediciones

2.2 Método Indirecto

Para determinar indirectamente el Salto Neto y el Caudal Turbinado de cada Unidad de Generación, se utilizan ecuaciones que relacionan la siguiente información:

- Potencia en bornes de generador de cada Unidad de Generación.
- Eficiencia del generador definida en ensayos de fábrica.
- Eficiencia de la turbina establecida mediante ensayos con el método termodinámico en cada Unidad de Generación.
- Medición de presión manométrica en las secciones de referencia aguas arriba y aguas abajo de la turbina.
- Medición de la cota del nivel de agua en la cámara de carga o reservorio a presión.

Repetiendo este cálculo para todas las Unidades de Generación se puede finalmente obtener el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica.

Un ejemplo de aplicación de este método indirecto se presenta en el Anexo 12.

ANEXO 5

DETERMINACIÓN DE LA ALTURA O SALTO NETO

1. Secciones de medición

Las secciones de medición se deben ubicar inmediatamente aguas arriba y aguas abajo de la turbina hidráulica. Estas secciones deben a su vez contar con condiciones de flujo estable o casi estable.

Cuando no es posible que en las secciones de referencia se consigan flujos estables, es conveniente desplazar las secciones de medición respecto a las secciones de referencia.

Cuando la sección de medición no sea la sección de referencia, la pérdida de energía hidráulica específica entre ambas secciones debe tomarse en cuenta. La evaluación de esta pérdida puede basarse en el conocimiento teórico y en la experiencia práctica.

2. Cotas de referencia

Es importante establecer una cota de referencia en la Central Hidroeléctrica, que puede estar referido al nivel de piso de las turbinas u otra referencia donde exista un punto de referencia topográfico que incluya la cota. También es usual indicar el nivel medido respecto al nivel del mar (msnm).

Cada instrumento de medida de presión o de nivel libre de agua debe tener una marca fijada permanentemente en él. La altitud de esa marca es llamada el nivel de referencia de los instrumentos. Sin embargo, sólo es importante establecer adecuadamente la diferencia de altitudes (Z) entre la altitud o nivel de referencia de los instrumentos y un nivel de referencia en la Central Hidroeléctrica; en particular es importante establecer la diferencia "Z" entre los niveles de los manómetros ubicados aguas arriba y aguas abajo de las turbinas.

3. Densidad de agua

La densidad promedio del agua debe calcularse como el promedio de las densidades para dos secciones de referencia.

Como la diferencia de temperaturas entre la entrada y la salida de la turbina es pequeña, la temperatura en la sección de referencia aguas abajo de la turbina puede ser usado para calcular las densidades involucradas en la evaluación. Se puede tomar de referencia los valores de la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Densidad del agua de acuerdo a la temperatura*

Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)
0	999,8	14	999,2	28	996,2
1	999,9	15	999,1	29	995,9
2	999,9	16	998,9	30	995,7
3	1000,0	17	998,8	31	995,3
4	1000,0	18	998,6	32	995,0
5	1000,0	19	998,4	33	994,7
6	999,9	20	998,2	34	994,4

Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)	Temperatura (°C)	Densidad (kg/m ³)
7	999,9	21	998,0	35	994,0
8	999,9	22	997,8	36	993,7
9	999,8	23	997,5	37	993,3
10	999,7	24	997,3	38	993,0
11	999,6	25	997,0	39	992,6
12	999,5	26	996,8	40	992,2
13	999,4	27	996,5		

* Referencia Tabla E2 de IEC 60041

4. Aceleración de gravedad

El valor de la aceleración de la gravedad (g), depende de la altitud y de la ubicación geográfica (coordenadas).

Para su determinación se puede emplear la fórmula (4), adoptada por la Asociación Internacional de Geodesia (IAG) en el GRS80 (Geodetic Reference System of 1980).

$$g = 9,7803(1 + 0,0053\text{sen}^2(\text{latitud})) - 0,0000058\text{sen}^2(2\text{latitud}) - 3,086 * 10^{-6}(\text{altitud}) \dots (4)$$

5. Fórmulas simplificadas para determinar el salto neto

Las siguientes fórmulas simplificadas sirven para determinar la energía hidráulica específica de las turbinas de reacción y acción respectivamente.

Para turbinas de reacción se utilizará la fórmula (1).

$$H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} + Z \dots (1)$$

Para turbinas Pelton se utilizará la fórmula (2):

$$H = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + Z \dots (2)$$

Siendo:

H : Altura neta

p : presión

v : velocidad

Z : diferencia de niveles

ρ : densidad del agua

Para visualizar la diferencia de niveles "Z" ver las Figuras N° 1 y 2 del Anexo 7.

En el caso específico de las turbinas Pelton no se tiene manómetros en el lado aguas abajo, por lo que la diferencia de niveles "Z" se establece entre la ubicación del manómetro aguas arriba de la turbina y la posición donde la presión manométrica, aguas abajo de la turbina, se vuelve 0, lo que ocurre en el punto de contacto de los chorros de agua con los álabes del rodete Pelton.

Para el caso de turbinas Pelton de eje vertical, todos los inyectores orientan sus chorros en el mismo nivel, como se aprecia en la Figura N° 2 del Anexo 7. En el caso de las turbinas de eje horizontal los chorros de los inyectores no entran en contacto con los álabes en el mismo nivel; por esta razón, se debe determinar un nivel promedio, como se ilustra en la Figura N° 3 del Anexo 7.

ANEXO 6

INCERTIDUMBRE Y ERROR EN LAS MEDICIONES

En el Cuadro Nº 1 del presente anexo se muestran valores indicativos transcritos de la norma internacional IEC 60041. Este cuadro puede ser utilizado como guía para una estimación preliminar de las incertidumbres sistemáticas.

Cuadro Nº 1. Incertidumbres Sistemáticas Estimadas (Nivel de confianza de 95%)*

Nº	Métodos de medición	Rango de los valores usuales	Valores esperados bajo condiciones normales
1.0	Medición de caudal		
1.1	Medidor de flujo en conducto cerrado con caudalímetro intrusivo	±1,0 a ±1,5%	± 1,3 %
1.2	Correntómetro en canales abiertos con sección rectangular	±1,2 a ±2,0%	± 1,5 %
1.3	Correntómetro en canales abiertos con sección trapezoidal	±1,4 a ±2,3%	± 1,7 %
1.4	Tubo Pitot estandarizado en conducto cerrado	±1,5 a ±2,5%	± 2,0 %
1.5	Vertedero de crestas agudas	±1,7 a ±3,0%	± 2,4 %
1.6	Método volumétrico	±1,0 a ±2,0%	± 1,5 %
2.0	Medición de nivel		
2.1	Con Flotador	±0,005 a ±0,015 m	± 0,01 m
2.2	Transductor de presión sumergido	± (2 a 6) x 10 ⁻³ Z _{max}	± 3 x 10 ⁻³ Z _{max} (Z _{max} es la escala completa de lectura del instrumento)
3.0	Medición de presión		
3.1	Manómetro de columna de mercurio/agua	±100 a ±500 Pa	± 200 Pa
3.2	Medidor de presión de resorte	± (3 a 10) x 10 ⁻³ p _{max}	± 5 x 10 ⁻³ p _{max}
3.3	Transductor de presión	± (2 a 6) x 10 ⁻³ p _{max}	± 3 x 10 ⁻³ p _{max}
4.0	Medición de potencia		
4.1	Potencia en bornes de generador	±0,5 a ±1,0%	± 0,7 %

* Referencia Tabla A1 de IEC 60041

ANEXO 7

FIGURAS

ESQUEMAS DE UBICACIÓN DE INSTRUMENTOS PARA DETERMINAR LA DIFERENCIA DE NIVELES "Z" (FIGURAS N° 1, 2 y 3)

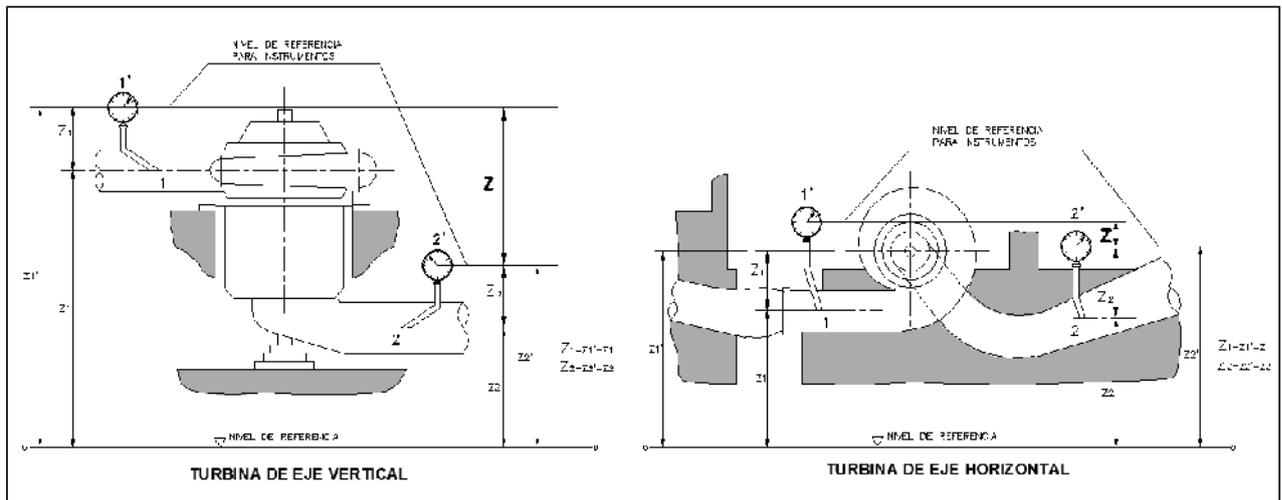


Figura N° 1. Turbinas de Reacción

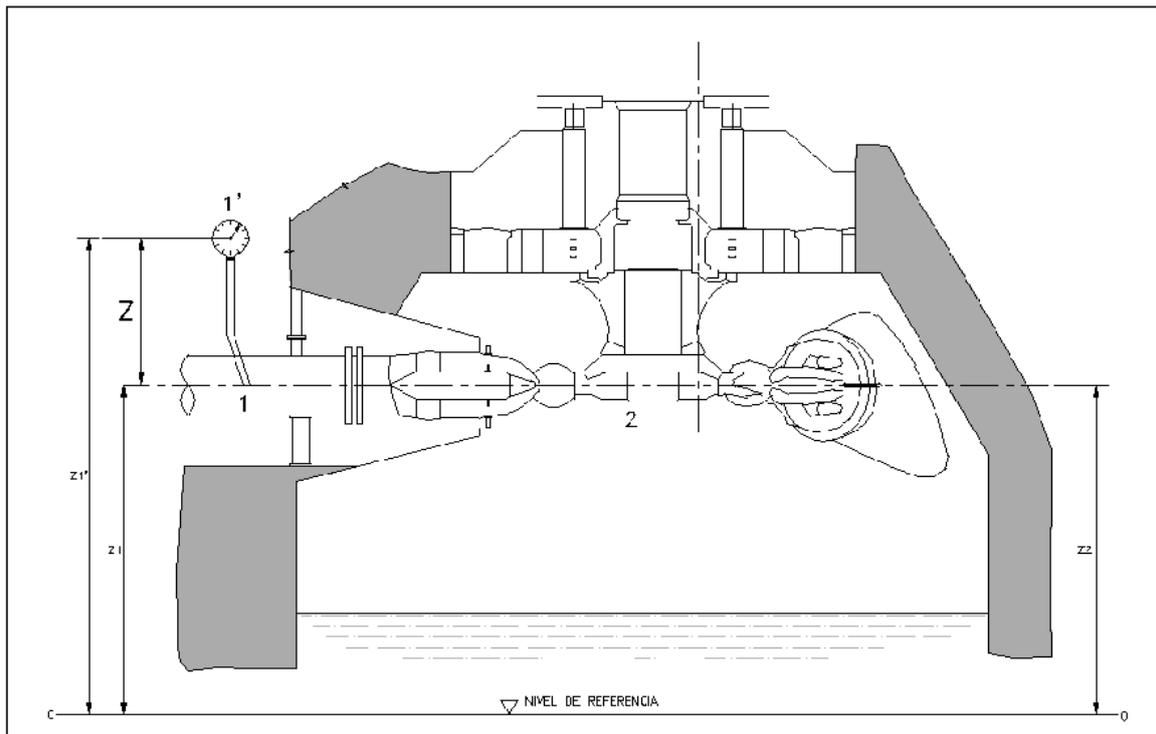


Figura N° 2. Turbina tipo Pelton

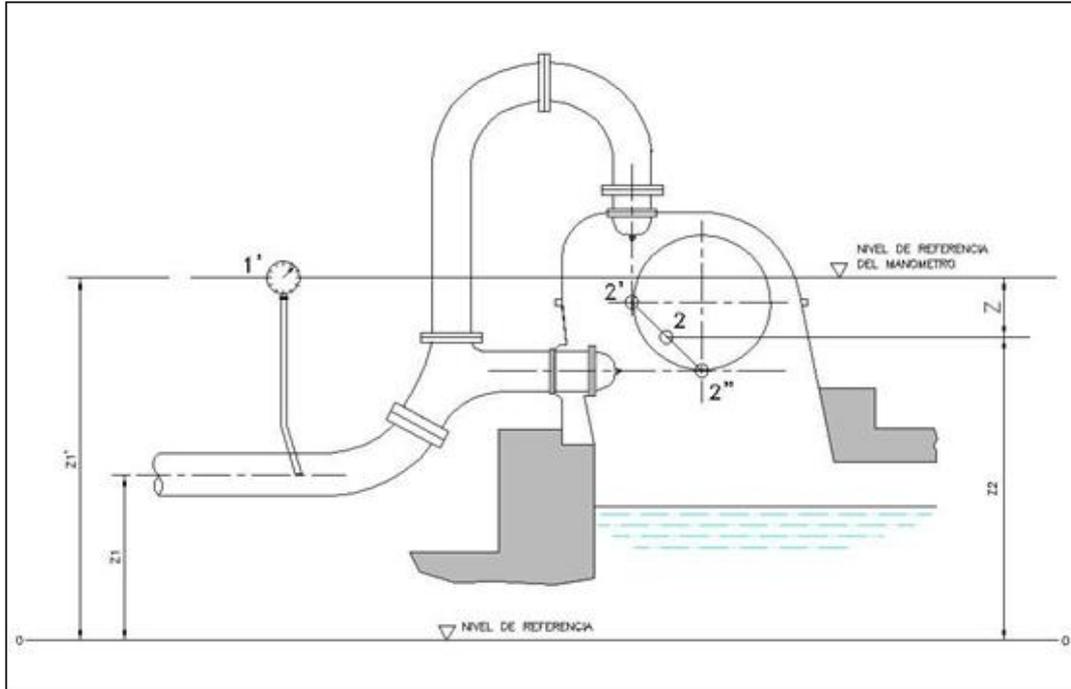


Figura N° 3. Turbina Pelton de eje horizontal (Referencia IEC 60041)

ESQUEMAS PARA LA MEDICION DIRECTA DEL CAUDAL (FIGURAS N° 4, 5, 6, 7 y 8)

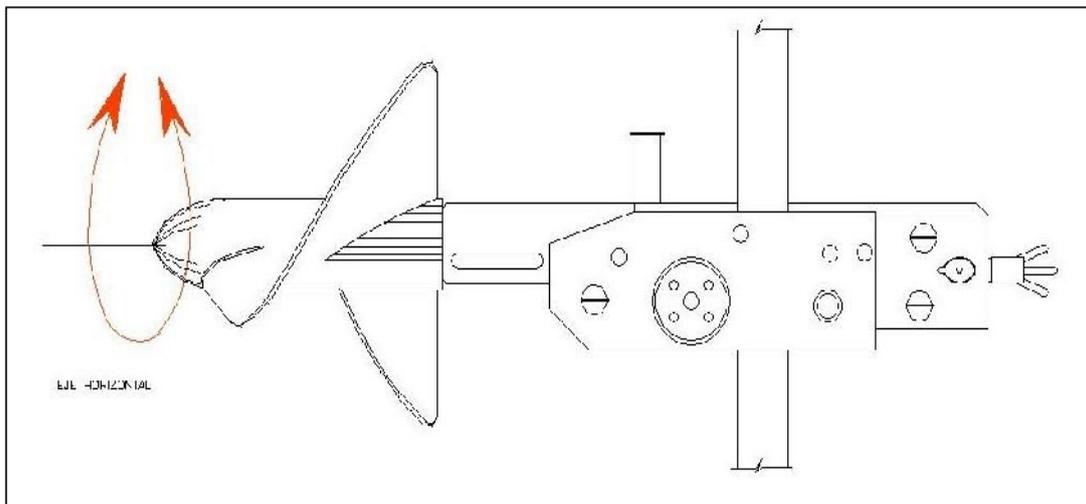


Figura N° 4. Correntómetro de eje horizontal

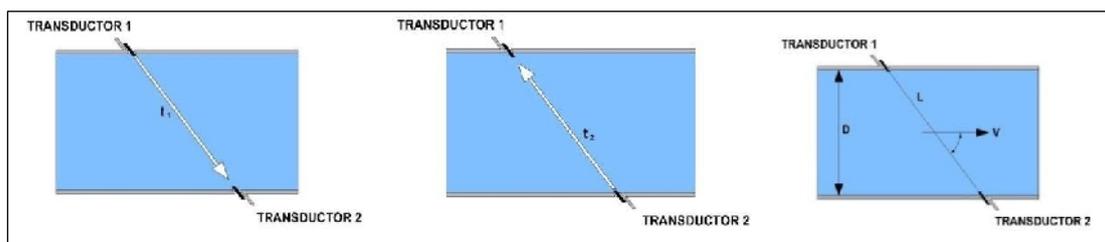


Figura N° 5. Caudalímetro ultrasónico intrusivo

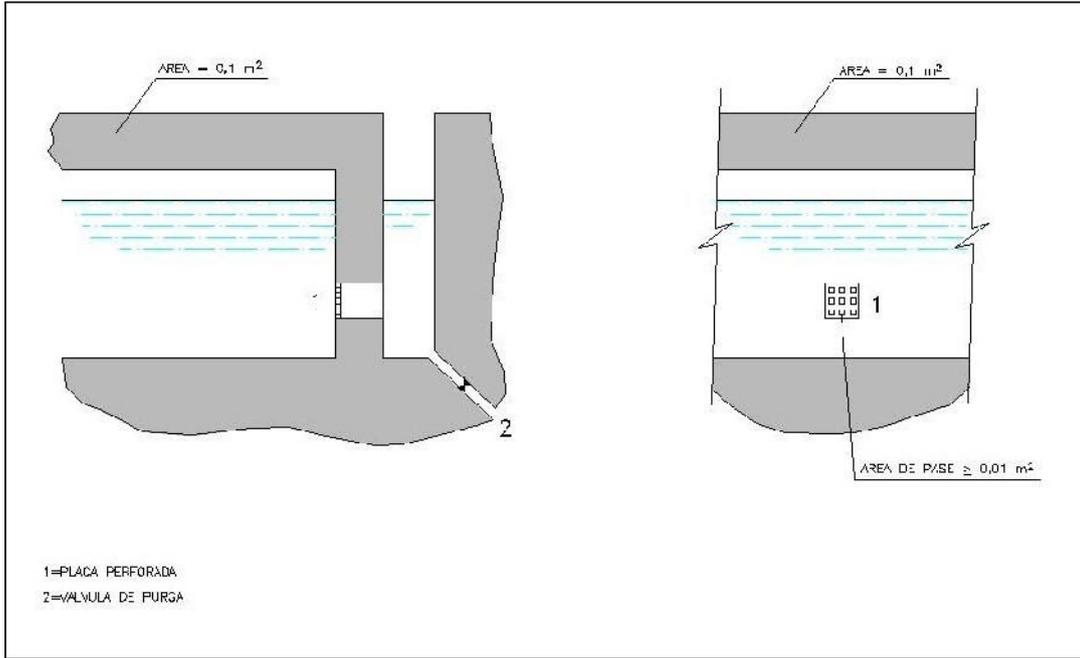


Figura N° 8. Esquema de pozo de medición de nivel de agua

ANEXO 8

MEDICIÓN DIRECTA DE CAUDAL Y VARIABLES COMPLEMENTARIAS

1. Medición de Caudal

1.1 Aspectos Generales

Para la medición del Caudal Turbinado en una Central Hidroeléctrica se debe seleccionar el método de medición adecuado correspondiente a la disposición de la central.

1.1.1 Elección del método de medición

Entre los principales factores que se deben tener en cuenta para seleccionar el método de medición

- a) Las facilidades y limitaciones impuestas por el diseño de la Central Hidroeléctrica. Estas se deben identificar en las estructuras aguas arriba y aguas abajo de las turbinas, para lograr condiciones relativamente estables en el flujo de agua que faciliten su medición. Por ejemplo, en conductos forzados, esta condición se facilita en secciones uniformes en una longitud de al menos 20 veces el diámetro.
- b) Los costos del equipo especial y las instalaciones que se deben habilitar para efectuar las mediciones.
- c) Limitaciones impuestas por las condiciones de operación de la planta (por ejemplo el régimen de carga, la operación de descarga de flujo, etc.).

1.1.2 Precisión de la medición

Los Errores Sistemáticos de los que se tiene referencia solo son válidos cuando: se consiguen las mejores condiciones de medición; los requerimientos individuales de los instrumentos son conseguidos; y, si las pruebas y análisis son llevados a cabo por personal calificado y experimentado.

1.1.3 Requerimientos generales

Para cualquier método de medición usado, la medición del caudal se considera válida cuando el flujo de agua es estable o casi estable durante una secuencia de medición. Se asume estable si se cumple las condiciones indicadas en el acápite 6.4.1 e) del presente Procedimiento. En la medida de lo posible, deben evitarse las pérdidas, infiltraciones o derivaciones de agua en la zona de medición; si esto no es posible, entonces debe medirse las entradas y salidas de flujo de agua con exactitud adecuada.

1.2 Medición con correntómetro

1.2.1 Principios del método

El principio del método de área - velocidad consiste en efectuar varias mediciones de velocidad de flujo de agua en diferentes puntos de una misma sección transversal de un conducto cerrado o canal abierto. El caudal se determina por la integración sobre toda la sección de medida de las velocidades medidas simultáneamente. El agua debe ser lo suficientemente limpia, tal que el material suspendido o disuelto no afecte la precisión de las lecturas de los medidores durante la prueba.

1.2.2 Requerimientos generales

Las mediciones para cada posición de los medidores de corriente durarán al menos 2 minutos.

En cuanto al número de puntos de medición, para el caso de un conducto de sección rectangular o trapezoidal, por lo menos deberán usarse 25 puntos de medición, obtenidos dividiendo la sección total en 5 secciones verticales y 5 horizontales. En el caso de un conducto cerrado de sección circular deberán usarse al menos 13 puntos de medición, uno de los cuales debe ser el centro de la sección.

En cuanto al tipo de medidores de corriente, se emplearán solamente medidores del tipo propulsor o molinete, que cumplan con los requerimientos de la norma ISO 2537 "Hydrometry-Rotating-element current-meters", debiendo los medidores ser capaces de soportar la presión del agua y el tiempo de sumergimiento sin variar su calibración. Ver Figura N° 4 del Anexo 7.

El ángulo entre el vector de velocidad local y el eje del medidor de corriente no debe exceder de 5°. Todos los medidores de corriente deberán ser calibrados de acuerdo a la norma ISO 3455 "Hydrometry - Calibration of current-meters in straight open tanks". Un rango normal de calibración es de 0,4 m/s a 6 m/s.

1.3 Medición con caudalímetros ultrasónicos intrusivos

Estos caudalímetros se basan en el empleo de dos transmisores/receptores de ultrasonidos enfrentados uno con el otro, formando un ángulo determinado con el flujo. La medida está basada en la variación del retardo que experimenta la onda de sonido para llegar del receptor al emisor, en un sentido y en el contrario. Cuando la onda va en el sentido del flujo tardará menos en llegar que cuando va en sentido contrario. Esta diferencia de retardo se verá incrementada con la velocidad del fluido.

Es admisible el empleo de caudalímetros ultrasónicos basados en la instalación de insertos en el conducto forzado, de manera que los sensores estén en contacto directo con el agua. En tal sentido, no se acepta el empleo de sensores portátiles de contacto externo a la tubería forzada.

En la Figura N° 5 del Anexo 7, se muestra un esquema de un caudalímetro ultrasónico intrusivo.

Para tener buena precisión en las mediciones se necesita garantizar un flujo estable en el punto de medición, lo que se logra manteniendo una sección uniforme de al menos una longitud equivalente a 20 diámetros aguas arriba del caudalímetro y también una longitud de 3 diámetros aguas abajo. Igualmente, es conveniente que el flujo de agua sea relativamente limpio, de baja turbidez y sin restos de bolsas plásticas arrastradas, para evitar que se afecten a los sensores.

1.4 Medición con tubos Pitot

El método de medición con tubos Pitot permite medir la presión dinámica, de la cual la velocidad local puede obtenerse para un número suficiente de puntos en la sección que permite el cálculo de caudal por el método área – velocidad.

La norma ISO 3966 "Measurement of fluid flow in closed conduits -- Velocity area method using Pitot static tubes" contempla el diseño, instalación y uso de los tubos Pitot estáticos normalizados.

En la Figura N° 6 del Anexo 7, se muestra esquemáticamente un tubo Pitot y se ilustra cómo se puede determinar la velocidad local.

1.5 Medición con vertedero

El caudal se mide interponiendo un vertedero de placa fina en un flujo de superficie libre, observando el desnivel sobre éste y empleando la fórmula (1).

$$Q = \frac{2}{3} C b (\sqrt{2g}) h^{3/2} \dots \dots (1)$$

Donde:

Q : Caudal

C : coeficiente de caudal

b : longitud de la cresta (perpendicular al flujo)

g : aceleración de la gravedad

h : tirante aguas arriba sobre el vertedero

Ver esquema en la Figura N° 7 del Anexo 7.

Esta estructura de medición debe instalarse aguas abajo de la turbina y el número de puntos de medición dependerá de la longitud de la cresta de acuerdo a lo siguiente:

Longitud de cresta b	Número de puntos de medida
$b < 2 \text{ m}$	2
$2 \text{ m} \leq b \leq 6 \text{ m}$	3
$b > 6 \text{ m}$	al menos 4

1.6 Método volumétrico

Este método consiste en determinar la variación del volumen de agua almacenado en un reservorio (situado aguas arriba de las turbinas) en base a la variación del nivel de agua. Para ello, de ser necesario, deben tomarse las precauciones de aislar el reservorio para asegurar que no habrá ni entradas ni salidas de agua durante el tiempo de medición.

Será necesario que se cuente con un levantamiento batimétrico actualizado del reservorio, tomando en cuenta el volumen ocupado por los sedimentos acumulados y que se cuente con curvas cota – volumen del reservorio, así como instrumentos de precisión para medir la cota del espejo de agua. El nivel de agua debe ser medido por lo menos en 4 puntos adecuadamente localizados en la superficie del espejo de agua.

Este método se puede considerar aceptable, si durante la secuencia de la medición, el cambio en el salto neto resulta inferior al 1%.

1.7 Otros métodos

Se podrá utilizar cualquier otro método previsto en la IEC 60041, (capítulo 10). Sin embargo, para el caso de los métodos tipificados como relativos (relative methods o index methods), los mismos deben ser calibrados en el sitio mediante la comparación de los resultados con un método de tipo absoluto, conforme lo establece el numeral 10.1.1.2 de la referida norma.

2. Medición de presión

La medición de presión en las secciones de referencia servirá para determinar la energía hidráulica específica y el salto neto de las turbinas.

Se debe prestar especial atención a la posición de la sección de medición, de manera que se tenga un mínimo de perturbación en el flujo. La sección de medición debería estar dispuesta en una sección de conducto recto (o ligeramente cónica), que deberá extenderse una longitud de tres diámetros aguas arriba y dos diámetros aguas abajo de la sección de medición.

En los conductos de sección circular se deben prever tapas de medición de presión, de ser posible se considerarán 4 tapas de medición de presión dispuestos en 2 diámetros perpendiculares entre si y evitando que alguna de las tapas se ubique en el borde superior o en el borde inferior del conducto.

En cuanto a los instrumentos de medición que se pueden utilizar tenemos:

- Manómetros de columna líquida
- Manómetros de peso muerto
- Medidor de presión de resorte
- Transductores de presión

Los instrumentos de medición deben ser calibrados apropiadamente.

3. Medición de nivel libre de agua

La medición del nivel libre de agua en las cámaras de carga, reservorios de presión y en los canales de aguas turbinadas, servirán para la determinación de la energía hidráulica específica de las turbinas.

La medición de niveles libres de agua también sirve en los casos de medición de caudal mediante correntómetros en canales abiertos, en mediciones de caudal en vertederos y en mediciones con el método volumétrico.

Las mediciones de nivel de agua se realizarán por lo menos en dos puntos para cada sección de medición.

En cuanto a los instrumentos de medición que se pueden utilizar tenemos:

- Medidores de flotador.
- Limnímetros o limnígrafos.
- Transductores de presión sumergibles.
- Medidores ultrasónicos o de radar.

Los instrumentos de medición deben ser calibrados apropiadamente.

Si la superficie agua libre no es accesible o no es suficientemente calma, se pueden habilitar conexiones a pozos de medición y cajas estabilizadoras con un área de aproximadamente 0,1 m² (ver Figura N° 8 del Anexo 7).

ANEXO 9

MÉTODOS DE MEDICIÓN Y UBICACIÓN DE INSTRUMENTOS

En el Cuadro N° 1 del presente anexo se muestra las ubicaciones sugeridas para los diferentes métodos de medición de las variables necesarias para la determinación de la potencia efectiva y el caudal turbinado.

Cuadro N° 1. Ubicaciones sugeridas de instrumentos

N°	Métodos de medición	Preferencia selección	Ubicación	Condiciones
1.0 Medición de caudal				
1.1	Con correntómetro	1ro	En canal de descarga de agua turbinada.	-Instalar bastidor para ubicar y mover correntómetro. -Sección uniforme en longitud de 20 veces el diámetro equivalente. -Agua con poca turbidez. -Aislar purgas al canal de descarga
1.2	Medidor de flujo en conducto cerrado con caudalímetro intrusivo	2do	En tubería forzada de alimentación a la Central Hidroeléctrica.	-Sección uniforme con longitud 20 veces el diámetro aguas arriba y 3 veces aguas abajo. -Agua con poca turbidez y sin material flotante en suspensión.
1.3	Método volumétrico	3ro	En reservorio de regulación.	-Aislar reservorio mediante cierre de compuertas de toma. -Datos actualizados de batimetría. -Capacidad volumétrica suficiente
2.0 Medición de nivel				
2.1	Transductor de presión sumergido	1ro	En cámara de carga o reservorio de presión.	-Disponibilidad de cota de referencia con el punto o puntos de referencia topográficos válidos. -Verificación topográfica de cotas principales
2.2	Con Flotador	2do		
3.0 Medición de presión				
3.1	Transductor de presión	1ro	En tubería forzada. Ver figuras N° 1 y 2 del Anexo 7.	No instalar conexiones para los medidores de presión ni en el borde inferior ni en el borde superior de la tubería forzada. Medir para cada unidad.
3.2	Medidor de presión de resorte	2do		
4.0 Medición de potencia en bornes de generador				
4.1	Instrumentos de panel de control	1ro	Casa de máquinas.	Instalar instrumentación en paralelo. Medir para cada unidad

ANEXO 10

DIAGRAMAS DE FLUJO DE PROCESOS

DIAGRAMA I : ENSAYOS DE CAMPO

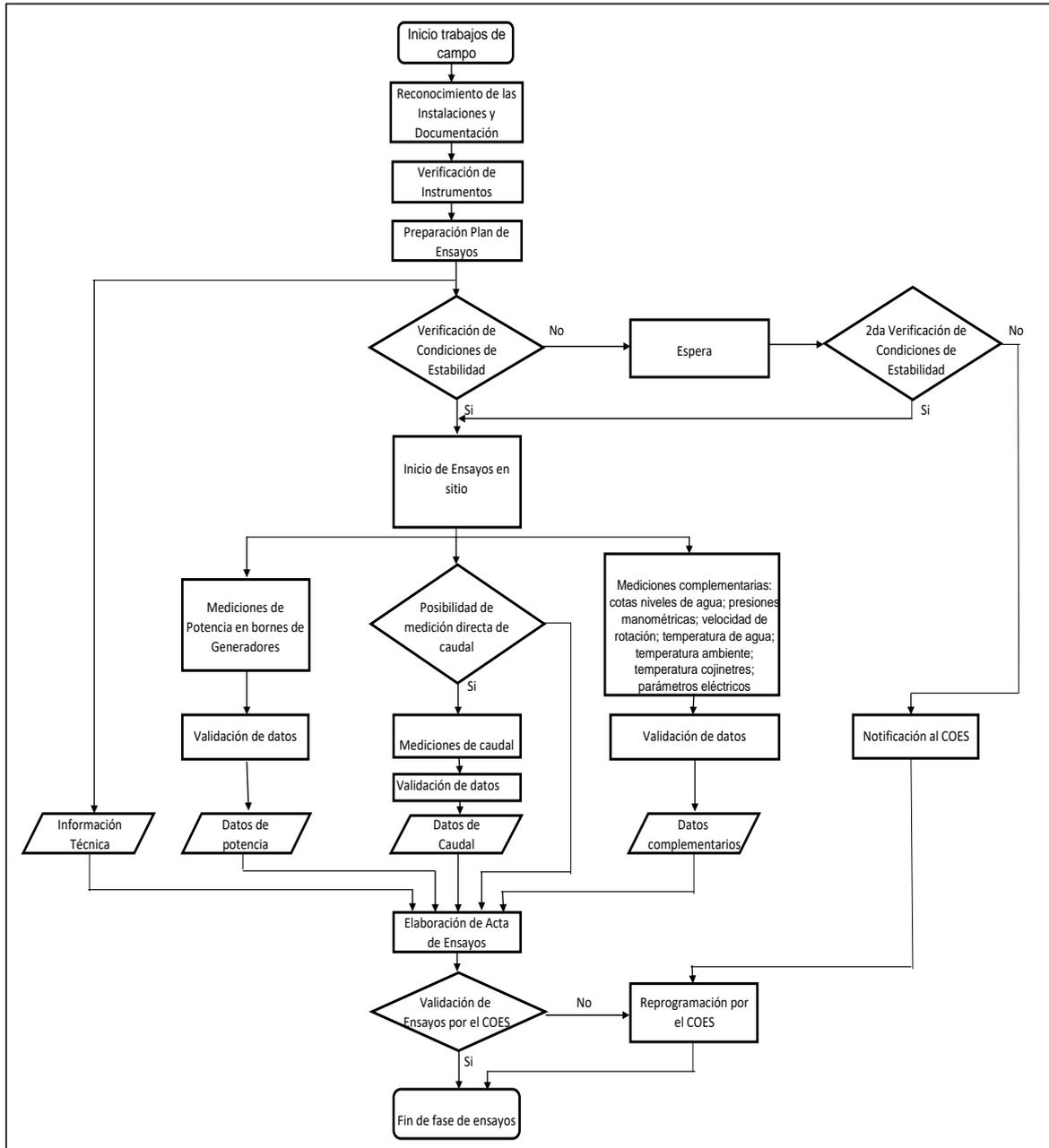
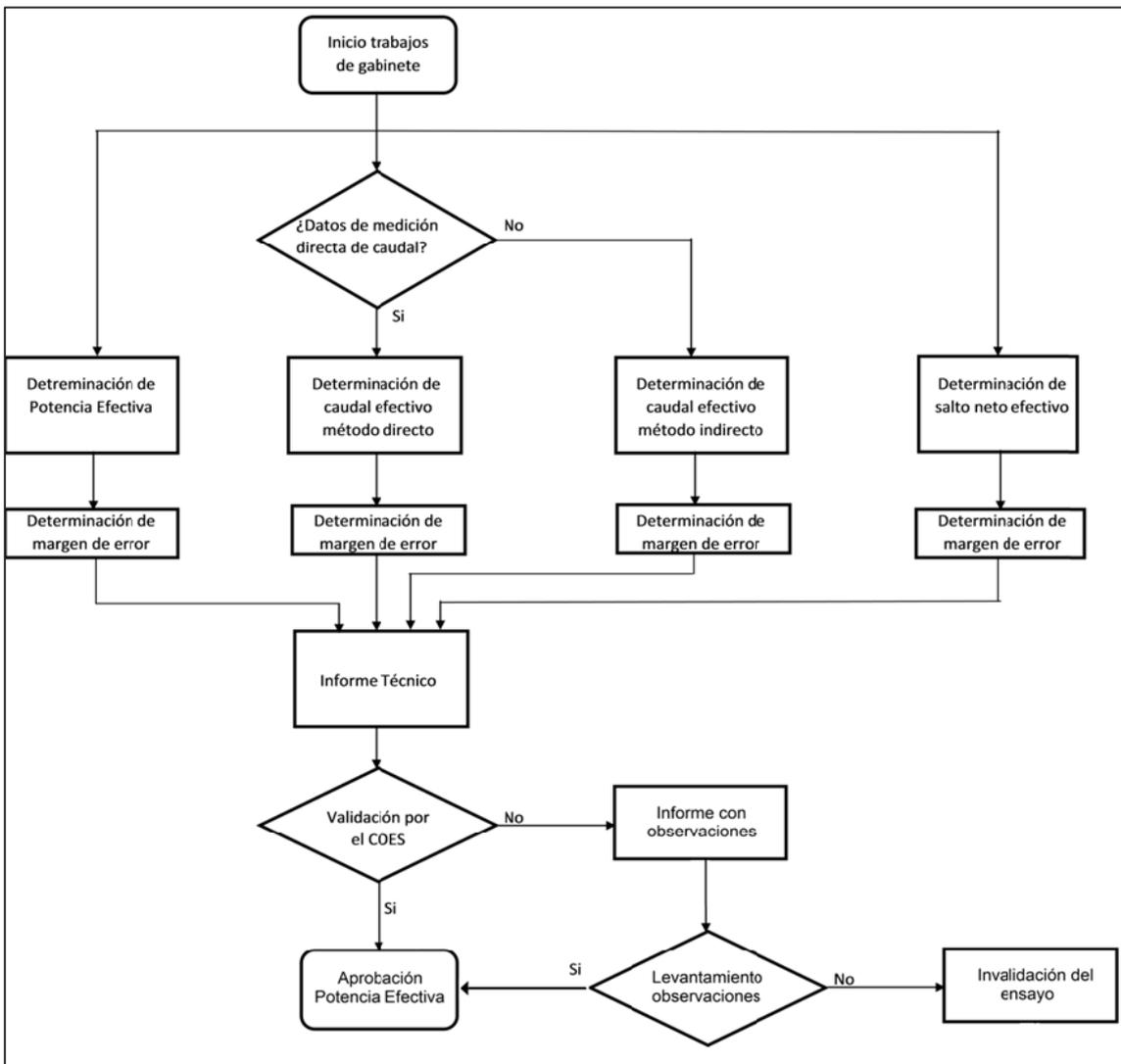


DIAGRAMA II: ENSAYOS DE GABINETE



ANEXO 11
FORMATOS

Formato 1

Tabla de Datos Técnicos de las Unidades de Generación (TDT-CH)

Formato 2

Tabla de Datos Técnicos de Instrumentos de Medición (TDT-IM)

Formato 3

Estructura de Plan de Ensayo

Formato 4

Modelo de Acta de Ensayo

Formato 5

Estructura de Informe Final

FORMATO 1

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

(TDT – CH)

TURBINAS PELTON

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Número de inyectores		
2.05	Diámetro del rodete	mm	
2.06	Número de álabes		
2.07	Fluido		
2.08	p.h.		
2.09	Velocidad Nominal	rpm	
2.10	Velocidad específica		
2.11	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.12	Potencia	kW	
2.13	Caudal de diseño	m ³ /s	
2.14	Altura Neta	m	
2.15	Altura Bruta	m	
2.16	Eficiencia	%	
2.17	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.18	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Inyectores		
3.05	Deflectores		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

TURBINAS FRANCIS

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Diámetro del rodete	mm	
2.05	Número de álabes del rodete		
2.06	Número de álabes directrices del distribuidor		
2.07	Rango de regulación de álabes móviles del distribuidor	grados	
2.08	Fluido		
2.09	p.h.		
2.10	Velocidad Nominal	rpm	
2.11	Velocidad específica		
2.12	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.13	Potencia	kW	
2.14	Caudal de diseño	m ³ /s	
2.15	Altura Neta	m	
2.16	Altura Bruta	m	
2.17	Eficiencia	%	
2.18	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.19	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		
3.05	Sellos		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

TURBINAS KAPLAN

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad de generación hidroeléctrica		
2.00	Características Generales:		
2.01	Fabricante		
2.02	Cantidad	Und.	
2.03	Tipo (disposición de eje)		
2.04	Diámetro del rodete	mm	
2.05	Número de álabes del rodete	Und.	
2.06	Rango de regulación de álabes del rodete	grados	
2.07	Número de álabes directrices del distribuidor	Und.	
2.08	Rango de regulación de álabes móviles del distribuidor	grados	
2.09	Fluido		
2.10	p.h.		
2.11	Velocidad Nominal	rpm	
2.12	Velocidad específica		
2.13	Velocidad de embalamiento	rpm	
2.14	Potencia	kW	
2.15	Caudal de diseño	m3/s	
2.16	Altura Neta	m	
2.17	Altura Bruta	m	
2.18	Eficiencia	%	
2.19	Nivel de vibraciones	mm/s	
2.20	Altitud de casa de Máquinas	m.s.n.m.	
3.00	Materiales		
3.01	Carcaza		
3.02	Rodete		
3.03	Eje		
3.04	Alabes directrices		
3.05	Sellos		
4.00	Condiciones Generales:		
4.01	Antigüedad	Años	
4.02	Fecha de último mantenimiento mayor		

GENERADOR

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Nombre de la Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad de generación hidroeléctrica		
2.00	Generador		
2.01	Fabricante		
2.02	Modelo		
2.03	Potencia Nominal	kVA	
2.04	Factor de potencia		
2.05	Tensión Nominal	V	
2.06	Velocidad	rpm	
2.07	Clase de aislamiento		
2.08	Enfriamiento		
2.09	Sistema de excitación		
	Tensión nominal	V	
	Corriente nominal	A	
	Tipo de excitación		
2.10	Tipo de fijación en la base		
2.11	Sistema de frenaje		
	• Tipo		
	• Materiales		
2.12	Sistema de refrigeración de cojinetes		
2.18	Medición de temperatura de cojinetes		
2.19	Sistema de medición de temperatura		
2.20	Peso de aceite	kg	
2.21	Peso del núcleo	kg	
2.22	Peso total	kg	
2.23	Accesorios		
	• Cantidad de termómetros		
	• Detector de temperatura del tipo resistencia		
2.24	Sistema de protección		
2.25	Parámetros eléctricos		

FORMATO 2

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN (TDT-IM)

TRANSDUCTOR DE PRESIÓN

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad de generación		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.01	General		
5.02	Fabricante		
5.03	Principio de medición		
5.04	Aplicación		
5.10	Especificación del transmisor		
5.11	Material del alojamiento		
5.12	Grado de protección		
5.13	Alimentación eléctrica del transmisor		
5.14	Salida del transmisor		
5.15	Indicación local		
5.16	Montaje de transmisor y sensor		
5.17	Conexión eléctrica		
5.18	Precisión	%	
5.20	Especificación del sensor		
5.21	Material del sensor		
5.22	Sello		
5.23	Fluido de llenado		
5.24	Tipo de conexión		
5.25	Rango de medición	bar	
5.26	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		

N°	DESCRIPCION	UNIDAD	ESPECIFICADO
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DEL CAUDAL

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad generadora		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.10	General		
5.12	Fabricante		
5.13	Principio de medición		
5.14	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del transmisor		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
5.34	Rango de medición	bar	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DE NIVEL

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad generadora		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición	m	
3.00	Características del Fluido		
3.01	Denominación		
3.02	Gravedad específica		
3.03	Sólidos totales en suspensión	mg/l	
3.04	Viscosidad cinemática a 20°C	cSt	
3.05	p.H.		
3.06	Presión de operación	bar	
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.01	General		
5.11	Fabricante		
5.12	Principio de medición		
5.13	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	m	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

MEDIDOR DE POTENCIA ELÉCTRICA

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1.00	Central Hidroeléctrica		
1.01	Unidad generadora		
2.00	Características Generales:		
2.01	Lugar de instalación		
2.02	Tag del instrumento		
2.03	Plano de referencia		
2.04	Rango de medición		
3.00	Características Funcionales		
3.01	No de canales de medición		
3.02	Entradas de tensión		
3.03	Entradas de intensidad		
3.04	Exactitud		
3.05	Velocidad de muestreo		
3.06	Modos especiales de funcionamiento		
3.07	Medida de armónicos		
3.08	Interfases estandar		
4.00	Condiciones ambientales		
4.01	Altitud	msnm	
4.02	Condiciones ambientales		
4.03	Temperatura ambiental mínima	°C	
4.04	Temperatura ambiental máxima	°C	
5.00	Características constructivas		
5.10	General		
5.11	Fabricante		

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
5.12	Principio de medición		
5.13	Aplicación		
5.20	Especificación del transmisor		
5.21	Material del alojamiento		
5.22	Grado de protección		
5.23	Alimentación eléctrica del transmisor		
5.24	Salida del transmisor		
5.25	Indicación local		
5.26	Montaje de transmisor y sensor		
5.27	Conexión eléctrica		
5.28	Precisión	%	
5.30	Especificación del sensor		
5.31	Material del cuerpo		
5.32	Recubrimiento interno		
5.33	Tipo de conexión		
5.34	Rango de medición	W	
5.35	Temperatura máxima del proceso	°C	
6.00	Certificaciones		
6.01	Certificación según norma internacional		
6.02	Certificado de calibración en fábrica		
6.03	Intervalo de calibración		
6.04	Fecha de última calibración		
6.05	Incertidumbre de medición		

FORMATO 3

ESTRUCTURA DE PLAN DE ENSAYO

N°	CONTENIDO
1.00	Descripción general de las unidades en prueba y de la Central
1.01	Descripción general de las unidades de la central a ser ensayada
1.02	Aspectos relevantes a ser considerados durante la prueba; tales como restricciones operativas, salida reciente de mantenimientos mayores y otros.
1.03	Adjuntar las especificaciones técnicas de la unidad, según Formato (ET-CH).
1.04	Completar la descripción mencionando las características del esquema hidráulico: bocatomas, reservorios, túneles, canales, tubería forzada y otros
2.00	Detalles sobre las mediciones
2.01	Especificar las variables a medir
2.02	Especificar los instrumentos fijos y portátiles a ser utilizados y cuáles son sus niveles de incertidumbre.
2.03	Efectuar un listado de todas las variables que serán registradas con instrumentación fija de la planta.
2.04	Elaborar el esquema de disposición de los instrumentos de medición.
3.00	Distribución de Funciones del Personal
3.01	Indicar cuál será la organización del personal de la Empresa Consultora, indicando las funciones a ser desarrolladas por cada uno de los participantes.
3.02	Presentar un Diagrama de Organización y Funciones.
4.00	Detalles sobre aspectos operativos durante los ensayos, establecidos antes de los ensayos.
4.01	Tiempo de estabilización previo al ensayo de potencia.
4.02	Ajustes permitidos durante los ensayos
4.03	Ajustes no permitidos durante los ensayos.
5.00	Consideraciones especiales del ensayo
5.01	Indicar capacidad de los embalses
5.02	Indicar capacidad de los embalses
5.03	Restricciones operativas
5.04	Año seco o Año húmedo
5.05	Otras consideraciones relevantes para el ensayo
6.00	Requerimiento de apoyo de personal de planta
6.01	El Jefe de Ensayo deberá indicar que personal de apoyo se requiere para la instalación de los equipos de medición portátil por parte de la Empresa Consultora, por ejemplo: un técnico electricista para instalar los medidores de variables eléctricas en bornes de generación y en los servicios auxiliares; un técnico mecánico para instalar los transductores de presión, nivel y el equipo de flujo.
7.00	Programa de Ensayos En base a las consideraciones anteriores y el cronograma elaborado por la generadora y aprobada por el COES previamente, se debe preparar un cronograma definitivo de ensayo, verificando o modificando los siguientes aspectos (7.1), (7.2) y (7.3)
7.01	Tiempo estabilización de las unidades y la central, previa al inicio del ensayo

N°	CONTENIDO
7.02	Hora de inicio del ensayo
7.03	Duración del ensayo de potencia efectiva
8.00	Acta de Ensayo
8.01	Deberá indicarse un tiempo estimado para la elaboración y suscripción del Acta de Ensayo.
8.02	Indicar las facilidades requeridas a ser otorgadas por el Integrante del COES, tales como impresiones, fotocopias, los registros de variables tomadas de los instrumentos fijos de la planta e información adicional que se requiera.

FORMATO 4
MODELO DE ACTA DE ENSAYO

ACTA DE ENSAYO DE POTENCIA EFECTIVA DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS			
GENERADOR INTEGRANTE	NOMBRE DE LA CENTRAL	UNIDADES OPERATIVAS	
		N° DE UNIDADES	NOMBRE DE UNIDADES
1. APERTURA DEL ACTA			
FECHA	HORA	LUGAR	
2. PARTICIPANTES			
COES (Veedor)	GENERADOR INTEGRANTE (Representante)	EMPRESA CONSULTORA (Jefe de Ensayo)	
3. OTROS PARTICIPANTES			
GENERADOR INTEGRANTE			
Operador de la unidad			
Técnico electricista			
Técnico mecánico			
CONSULTORA (Asistentes)			
Primer			
Segundo			
Tercer			
Cuarto			
4. HITOS PRINCIPALES			
HITO	FECHA	INICIO (HORA)	FINAL(HORA)
Estabilización Pre Ensayo			
Ensayo Potencia Efectiva			

DATOS REFERENCIALES		POTENCIA (kW)		FECHA
Pruebas de Recepción				
Prueba anterior				
RESULTADOS DE LA PRUEBA	EXITOSA SIN INTERRUPCIONES		CONCLUIDO CON INTERRUPCIONES	INVALIDADO
5. INTERRUPCIONES				
INTERRUPCIÓN N°1	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1				
INTERRUPCION N° 2	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2				
6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DE ENSAYOS (Ver Formato 3)				
INCLUYE	CUMPLIMIENTO		OBSERVACIÓN	
Especificaciones técnicas de las unidades				
Especificaciones técnicas de Instrumentos				
Detalle sobre mediciones				
Estructura organizacional de la empresa Consultora				
Consideraciones especiales del ensayo				
Requerimiento de apoyo de personal de planta				
Programa de Ensayos				

7. RESULTADOS DE LOS ENSAYOS		
Anexo A	Información observada del Plan de Detalle	
Anexo B	Resultados de Mediciones (Total y Validadas)	
Anexo C	Información Adicional relevante	
8. CIERRE DEL ACTA		
FECHA	HORA	LUGAR
SUSCRIPCIÓN		
Institución	Nombre	Firma

FORMATO 5

ESTRUCTURA DE INFORME FINAL

El informe del ensayo presentará información suficiente para demostrar que todos los objetivos se han alcanzado. Se propone la siguiente estructura del Informe de Resultados del Ensayo.

1. La Carátula del Informe deberá presentar la siguiente información:

a) Código del Informe.

Se sugiere usar el siguiente código, en la que figura el nombre de la central y el año de la prueba:

Ejemplo:

Central	Año
MANTARO	2010

b) Fecha(s) de la prueba;

c) Título de la prueba;

d) Ubicación de la prueba;

e) Nombre del propietario (generador);

f) Nombre de la Empresa Consultora;

g) Autor(es) del Informe;

h) Fecha del Informe.

2. La Tabla de contenido consignará las subdivisiones principales del informe.

3. El Resumen Ejecutivo presentará brevemente el objeto, acuerdos especiales que se hayan tomado entre las partes, los resultados y las conclusiones de la prueba. También, deberá incluir un cuadro comparativo con los resultados de las pruebas ante

4. El Informe Detallado incluirá la siguiente información:

a) Objeto del Ensayo;

b) Descripción general de la central;

c) Cuando sea pertinente, una breve historia de la operación de la central desde la puesta en marcha inicial;

d) Descripción del ensayo, disposiciones, equipos, instrumentos y su ubicación y condiciones de operación; cuadro organizacional del personal de que realizó los ensayos;

e) Resumen de las mediciones y observaciones pertinentes;

f) Breve referencia al método de cálculo;

g) Análisis de la prueba, sus resultados y conclusiones.

5. Formatos

Plan Detallado del Ensayo. Acta de Ensayo.

Certificados de calibración de los instrumentos de medición.

Copias de hojas de cálculos relevantes.

ANEXO 12

EJEMPLOS DE APLICACIÓN DEL PR-18

1. Determinación de Potencia Efectiva

Los resultados de las mediciones efectuadas y las variaciones de la variable primaria (potencia en bornes de generación) para tres unidades se muestran en el Cuadro N°1 del presente anexo.

Cuadro N°1. Resultados del ensayo

Hora	Grupo N° 1		Grupo N° 2		Grupo N° 3	
	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad	Potencia	Variabilidad
	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
13:30	29 263,6	-0,10899	29 952,3	0,00623	29 531,4	-0,07809
13:45	29 212,7	-0,28259	29 887,6	-0,20968	29 483,9	-0,23892
14:00	29 367,0	0,24417	29 984,8	0,11494	29 617,4	0,21264
14:15	29 387,9	0,31550	29 989,7	0,13134	29 635,1	0,27273
14:30	29 334,4	0,13275	29 973,9	0,07835	29 588,1	0,11354
14:45	29 357,7	0,21223	29 985,1	0,11581	29 615,1	0,20508
15:00	29 220,4	-0,25640	29 870,7	-0,26601	29 489,7	-0,21930
15:15	29 314,3	0,06434	29 963,5	0,04364	29 571,7	0,05800
15:30	29 272,1	-0,07967	29 953,4	0,01008	29 536,0	-0,06270
15:45	29 193,3	-0,34884	29 889,0	-0,20507	29 469,7	-0,28699
16:00	29 194,0	-0,34636	29 891,6	-0,19643	29 465,7	-0,30068
16:15	29 289,9	-0,01901	29 958,5	0,02692	29 549,5	-0,01704
16:30	29 342,1	0,15927	29 974,9	0,08194	29 591,2	0,12402
16:45	29 299,4	0,01337	29 958,8	0,02797	29 556,3	0,00602
17:00	29 279,5	-0,05442	29 951,8	0,00460	29 536,8	-0,05995
17:15	29 299,3	0,01300	29 957,2	0,02271	29 552,9	-0,00547
17:30	29 307,2	0,04002	29 963,7	0,04431	29 563,8	0,03156
17:45	29 331,2	0,12208	29 969,5	0,06366	29 581,5	0,09124
18:00	29 296,7	0,00424	29 960,8	0,03467	29 559,9	0,01821
18:15	29 346,8	0,17532	29 971,4	0,07002	29 594,7	0,13610
Promedio	29 295,5		29 950,4		29 554,5	

1.1 Validación de Variables Primarias

Primero se valida las mediciones que no hayan sobrepasado los límites de fluctuaciones es decir $\pm 1,5\%$ del valor promedio, como se muestra en el Cuadro N°1 del presente anexo, los valores de variabilidad están por debajo del límite especificado, luego se determina la Potencia Efectiva de cada Unidad de Generación aplicando la fórmula (1) del Anexo 4 obteniéndose:

$$Pe_1 = 29\,295,5 \text{ kW}$$

$$Pe_2 = 29\,950,4 \text{ kW}$$

$$Pe_3 = 29\,554,5 \text{ kW}$$

Luego se obtiene la Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica, aplicando la fórmula (2) del Anexo 4:

$$PE = Pe_1 + Pe_2 + Pe_3 = 29\,295,5 + 29\,950,4 + 29\,554,5 = 88\,800,4 \text{ kW}$$

Error Sistemático típico: $\pm 0,7\%$

2. Determinación de Caudal Turbinado

2.1 Método Directo

Se calcula como el promedio del caudal turbinado registrada por los medidores de flujo para la central generación durante el tiempo de duración del ensayo. Los resultados de las mediciones y las variabilidades se muestran en el Cuadro N° 2 del presente anexo.

Cuadro N°2. Variabilidad de datos de caudal durante el ensayo

Hora	Caudal	Variabilidad
	m ³ /s	(%)
13:30	18,24	-0,00415
13:45	18,22	-0,10723
14:00	18,21	-0,12523
14:15	18,21	-0,13701
14:30	18,21	-0,15847
14:45	18,20	-0,18568
15:00	18,20	-0,18557
15:15	18,25	0,06061
15:30	18,24	0,02812
15:45	18,24	0,00197
16:00	18,25	0,06551
16:15	18,26	0,14363
16:30	18,27	0,18413
16:45	18,26	0,11046
17:00	18,25	0,09473
17:15	18,25	0,08462
17:30	18,25	0,05865
17:45	18,24	0,00026
18:00	18,24	0,04164
18:15	18,24	0,02901
Promedio	18,24	

De la validación de las mediciones se observa que las fluctuaciones se encuentran dentro de los límites permitidos ($\pm 1,5\%$ del valor promedio), luego se determina el Caudal Turbinado de la Central Hidroeléctrica aplicando la fórmula (3) del Anexo 4, obteniéndose 18,24 m³/s.

Error sistemático típico: $\pm 1.5\%$

2.2 Método Indirecto

a) Caso de turbina de reacción de eje horizontal

Tomando de referencia la Figura N°1 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

$$H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} + Z \dots \dots (a. 1)$$

$$H = \frac{p_1 - p_2}{\rho g} + \frac{Q^2}{2g} \left(\frac{1}{A_1^2} - \frac{1}{A_2^2} \right) + Z \dots \dots (a. 2)$$

Siendo:

H: Altura neta

p: presión

v: velocidad

g: aceleración de gravedad

Z: diferencia de niveles

ρ : densidad del agua

A: Área

Q: Caudal

De los ensayos en sitio se han tomado los siguientes datos:

- Latitud : 14°15'
- Longitud : 71°13'
- Altitud 3660 msnm
- Temperatura de agua : 10°C
- p : 850 kPa
- p_2 : 10 kPa
- Z : 0,6 m
- d_1 : 270 mm
- d_2 : 350 mm
- P_a : 475 kW

Para los datos de ubicación de la casa de máquinas se obtiene:

$$g = 9,782 \text{ m/s}^2$$

Para la densidad del agua se tiene:

$$\rho = 999,77 \text{ kg/m}^3$$

Remplazando valores en (a.1) y (a.2) se tiene:

$$H = 85,89 + 10,07Q^2 + 0,6$$

$$H = 86,49 + 10,07Q^2 \quad \dots (a.3)$$

De otra parte se tiene la relación:

$$P_a = \rho g Q H \eta_t \eta_a / 1000 \quad \dots (a.4)$$

Considerando:

$$\eta_t = 89\%$$

$$\eta_a = 98\%$$

Reemplazando en (a.4) se obtiene:

$$QH = 55,69 \quad \dots (a.5)$$

Resolviendo las ecuaciones (a.3) y (a.5) se obtiene:

$$H = 90,32 \text{ m}$$

$$Q = 0,616 \text{ m}^3/\text{s}$$

b) Caso de turbina Pelton de eje vertical

Tomando de referencia la Figura N°2 del Anexo 7, la altura neta se puede expresar de la siguiente manera:

$$H = \frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + Z \dots \dots (b.1)$$

Para el ejemplo de turbinas de acción de eje vertical, tenemos los parámetros de cálculo del Grupo N° 02, registrado durante el ensayo de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (SAM). De los ensayos en sitio se han tomado los siguientes datos:

- Latitud : 12°21'
- Altitud : 1840 msnm
- Temperatura de agua : 10°C
- p1 : 7,20 MPa
- Z : 2,61 m
- d1 : 1800 mm
- Pa : 104 319 kW

Para los datos de ubicación de la casa de máquinas se obtiene:

$$g = 9,777 \text{ m/s}^2$$

Para la densidad del agua se tiene:

$$\rho = 999,77 \text{ kg/m}^3$$

Reemplazando valores en (b.1) se tiene:

$$H = 739,20 + 0,007897Q^2 \quad \dots (b.3)$$

De otra parte se tiene la relación:

$$P_a = \rho g Q H \eta_t \eta_a / 1000 \quad \dots (b.4)$$

Considerando:

$$\eta_t = 90,37\%$$

$$\eta_a = 98\%$$

Reemplazando en (b.4) se obtiene:

$$QH = 12\,048 \quad \dots \text{ (b.5)}$$

Resolviendo las ecuaciones (b.3) y (b.5) se obtiene:

$$H = 741,3 \text{ m}$$

$$Q = 16,253 \text{ m}^3/\text{s}$$



PERÚ

Ministerio de Educación

Superintendencia Nacional de
Educación Superior Universitaria

Dirección de Documentación e
Información Universitaria y
Registro de Grados y Títulos

REGISTRO NACIONAL DE GRADOS ACADÉMICOS Y TÍTULOS PROFESIONALES

GRADUADO	GRADO O TÍTULO	INSTITUCIÓN
MENDOZA GONZALES, WILLIAM MANUEL DNI 42244807	BACHILLER EN INGENIERIA EN ENERGIA Fecha de Diploma:17/06/2010	UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA



PERÚ

Ministerio de Educación

Superintendencia Nacional de
Educación Superior Universitaria

Dirección de Documentación e
Información Universitaria y
Registro de Grados y Títulos

REGISTRO NACIONAL DE GRADOS ACADÉMICOS Y TÍTULOS PROFESIONALES

GRADUADO	GRADO O TÍTULO	INSTITUCIÓN
CARBAJAL BENITES, JUAN CARLOS DNI 43314088	BACHILLER EN INGENIERIA EN ENERGIA 11/09/2014	UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA