

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

**ÁREA DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y
LOS RECURSOS NATURALES NO
RENOVABLES**

INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

Tesis previa a la obtención del título de
Ingeniero en Electromecánica.

TITULO:

**“ESTUDIO PARA LA REHABILITACIÓN DE
LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA
VALLADOLID”.**

Autor:

Luis Alberto Moncayo Escobar.

DIRECTOR: Ing. Raúl Carlos Barreto Calle.

LOJA - ECUADOR

2009



CERTIFICACIÓN

Ing. Raúl Carlos Barreto Calle.

DIRECTOR DE TESIS.

CERTIFICA:

Que el señor Luis Alberto Moncayo Escobar, egresado de la carrera de Ingeniería Electromecánica, previo a la obtención de su título, desarrollo el trabajo de investigación cuyo tema es **“ESTUDIO PARA LA REHABILITACIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROÉLECTRICA VALLADOLID”**, mismo que ha sido revisado en forma apropiada, cumpliendo con las normas generales para la graduación en la Universidad Nacional de Loja, para lo cual autorizo su presentación.

Loja, Octubre de 2009.

.....

Ing. Raúl Carlos Barreto Calle.

DIRECTOR DE TESIS.



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Luis Alberto Moncayo Escobar autor del trabajo de tesis; “**ESTUDIO PARA LA REHABILITACIÓN DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID**”. Certifica la propiedad intelectual de la misma y se responsabiliza por el contenido desarrollado dentro de este trabajo de tesis.

.....

LUIS ALBERTO MONCAYO ESCOBAR.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todos aquellos que confiaron en mí, de una manera directa e indirecta y contribuyeron a la culminación de este trabajo de tesis y a mi formación como un profesional.

Un agradecimiento especial a los maestros de la Universidad Nacional de Loja, que supieron encaminarme por el sendero de la ciencia, a mi director de Tesis Ing. Raúl Carlos Barreto Calle, a la Comunidad Espolapia de la ciudad de Loja y en especial al Padre Ángel Campelo Campelo Rector de Colegio Calazanz quienes supieron probarme que el único camino para alcanzar el éxito es el sacrificio diario y no escatimaron esfuerzo alguno para que este trabajo tenga una feliz realización.

De todo corazón Gracias.



DEDICATORIA

Deseo dedicar la culminación de este trabajo a Dios, quien ilumina mis sueños y me acompaña en el trayecto de la vida con sus bendiciones.

A mi madre, hermana, familia y a la comunidad Escolapia quienes confiaron en mí y supieron apoyarme en las buenas y malas circunstancias que se presentaron en mi vida y me supieron guiar por el camino del bien y ser lo que soy.

LUIS ALBERTO MONCAYO ESCOBAR



RESUMEN

El presente Proyecto de Tesis, tiene la finalidad de realizar un estudio que permita **REHABILITAR UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA** aprovechando su infraestructura física, la misma que pueda generar energía eléctrica e interconectarse al alimentador primario trifásico de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A. dejando de funcionar como un sistema aislado y aportando su energía al Sistema Nacional Interconectado.

El estudio de este proyecto, consta de cuatro partes fundamentales: el diagnóstico de la obra civil, la selección del regulador de velocidad y demás componente, el diseño de la subestación, y el estudio de la factibilidad económica del proyecto. Estas secciones han sido debidamente diseñadas, calculadas y seleccionadas de acuerdo a los requerimientos planteados y a la información recopilada para la ejecución del proyecto.

Los resultados del estudio para la rehabilitación, es una guía práctica que permite la recuperación de las pequeñas centrales hidroeléctricas de propiedad de la E.E.R.S.S.A. en los cantones de Saraguro y Zumba de la provincia de Loja y Zamora Chinchipe Provincia.



SUMMARY

The present Thesis Project, has the purpose to realize a study of a SMALL HYDROELECTRIC CENTRAL, taking advantage of its physical infrastructure, the same one that allows to generate electric power and be interconnected to the primary three-phase feeder of Empresa Eléctrica Regional del Sur stopping working as an isolated system and contributing with its energy to the National Interconnected System.

The study of this project consists of four fundamental parts: the diagnosis of civil works, selection of the speed regulador and other components, the design of the substation, and studying the economic feasibility of the project. These sections have been designed, calculated and selected according to the requirements raised and information collected for the project implementation.

The results of the study for the rehabilitation, is a practical guide that allows the recovery of small hydropower plants property of the E.E.R.S.S.A. in the cantons of Saraguro and Zumba of the province of Loja and Zamora Chinchipe Province.



INDICE

PORTADA	1
CERTIFICACIÓN.....	2
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	3
AGRADECIMIENTOS.....	4
DEDICATORIA.....	5
RESUMEN.....	6
SUMMARY.....	7
ÍNDICE.....	8
INTRODUCCIÓN.....	13
SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	16
PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	18
JUSTIFICACIÓN.....	19
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
PLANTEAMIENTO DE HIPÓTESIS.....	21
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
<u>CAPITULO I: FUNDAMENTO TEÓRICO Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO</u>	23
1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	23
1.1 GENERALIDADES.....	23
1.2 DEFINICIÓN.....	24
1.3 TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	25
1.3.1 Centrales de agua fluyente.....	25
1.3.2 Central de pie de presa.....	26
1.3.3 Central hidroeléctrica en canal de riego.....	26
1.3.4 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según la potencia generada.....	27
1.4 ESQUEMA GENERAL PARA EL DISEÑO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	27
1.4.1 Introducción.....	27



1.4.2 Bocatomas.....	29
1.4.2.1 Funciones de las bocatomas.....	29
1.4.2.2 Ubicación de las bocatomas.....	30
1.4.2.3 Clasificación de las bocatomas.....	30
1.4.2.4 Tipos de bocatomas.....	31
1.4.2.4.1 Toma convencional o lateral.....	31
1.4.2.5 Dimensionamiento de una bocatoma lateral.....	33
1.4.3 Desripiador.....	36
1.4.4 Aliviaderos.....	37
1.4.4.1 Dimensionamiento del aliviadero.....	38
1.4.5 Desarenador.....	39
1.4.5.1 Dimensionamiento del desarenador.....	44
1.4.6 Tanque de presión.....	45
1.4.7 Canal de conducción.....	46
1.4.8 Tubería de presión.....	49
1.4.8.1 Dimensionamiento de la tubería de presión.....	49
1.4.9 Válvulas para tuberías de presión.....	54
1.4.10 Casa de máquinas.....	56
1.4.11 Turbina hidráulica.....	56
1.4.11.1 Definición.....	56
1.4.11.2 Constitución de la turbina hidráulica.....	57
1.4.11.3 Tipos de turbinas hidráulicas.....	58
1.4.11.4 Selección de la turbina.....	58
1.4.11.4.1 Potencia de la turbina.....	58
1.4.11.4.2 Energía producible.....	59
1.4.11.4.3 Selección rápida de la turbina hidroeléctrica...59	
1.4.11.5 Teoría de semejanza aplicable a turbinas hidráulicas...59	
1.4.11.5.1 Relación de semejanza para turbinas de diferentes dimensiones.....	60
1.4.11.5.2 Relación de semejanza para una misma turbina.....	61



1.4.11.6	Características de velocidad y rendimiento.....	62
1.4.11.6.1	Velocidad específica.....	62
1.4.11.6.2	Velocidad de rotación.....	64
1.4.11.6.3	Velocidad de empalamiento.....	64
1.4.11.6.4	Rendimiento de las turbinas.....	64
1.4.11.7	Curvas características.....	65
1.4.11.7.1	Ensayo bajo salto y velocidad de rotación constante y caudal variable.....	65
1.4.11.7.2	Ensayo a condiciones de salto y apertura del distribuidor constante y velocidad de rotación variable.....	67
1.4.11.8	Descripción de la turbina Francis de eje horizontal.....	68
1.4.12	Generadores de corriente alterna.....	70
1.4.12.1	Generalidades.....	70
1.4.12.2	Principio de generación eléctrica.....	71
1.4.12.3	Componentes de un generador.....	72
1.4.12.4	Tipo de generador de corriente alterna o alternador.....	73
1.4.12.4.1	Generador sincrónico.....	73
1.4.12.4.1.1	Principio de Funcionamiento.....	73
1.4.12.4.1.2	Velocidad sincrónica.....	75
1.4.13	Regulación de la velocidad.....	76
1.4.14	Subestaciones.....	78
1.4.14.1	Tipos de Subestaciones.....	78
<u>CAPITULO II: DIAGNOSTICO DE LAS OBRAS CIVILES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID</u>		80
2.1	ANTECEDENTES.....	80
2.2	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	81
2.3	LEVANTAMIENTO FÍSICO, INVENTARIO Y DIAGNOSTICO DE LAS OBRAS.....	81
2.3.1	Captación.....	81
2.3.2	Desripiador.....	87



2.3.3.	Desarenador.....	88
2.3.4.	Conducción.....	94
2.3.5.	Tanque de presión.....	97
2.3.6.	Tubería de presión.....	99
2.3.7.	Casa de máquinas.....	105
2.3.8.	Caseta de disipadores.....	105
2.3.9.	Canal de restitución.....	106
2.3.10.	Subestación.....	106
2.4.	SITUACIÓN ACTUAL DE LA OBRA CIVIL DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID.....	106
<u>CAPITULO III: RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO, SUMINISTRO Y MONTAJE DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DE LA MINICENTRAL VALLADOLID.</u>		111
3.1	PARÁMETROS E INFORMACIÓN BÁSICA.....	111
3.1.1	Parámetros e Información Eléctrico.....	111
3.1.2	Parámetros e Información Mecánico.....	116
3.1.3	Parámetros e Información Civil.....	117
3.2	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL.....	117
3.3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	118
3.3.1	Características principales.....	119
3.3.2	Partes componentes y accesorios.....	120
3.3.2.1	Carcaza.....	120
3.3.2.2	Estator.....	120
3.3.2.3	Rotor.....	121
3.3.2.4	Cojinetes.....	121
3.3.2.5	Sistema de excitación y regulación de tensión.....	122
3.4.	ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE REGULACIÓN ELECTRÓNICA DE VELOCIDAD.....	125
3.5.	SUBESTACIÓN.....	127



3.5.1. Especificaciones técnicas del transformador	130
3.5.1.1. Características principales.....	131
3.5.2. Equipos de protección y corte.....	132
3.5.2.1. Equipos de protección y corte contra fallas internas y sobre calentamiento del transformador.....	133
3.5.2.2. Protección del transformador contra fallas externas y sobre voltajes.....	138
3.5.2.3. Componentes adicionales.....	145
3.6. DISEÑO DE MALLA A TIERRA PARA LA SUBESTACIÓN DE LA MINICENTRAL VALLADOLID.....	147
<u>CAPITULO IV ANALISIS FINANCIERO PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID.....</u>	149
4.1. INTRODUCCIÓN.....	149
4.2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	150
4.2.1. Principales criterios de evaluación.....	150
4.2.2. Valor Actual Neto VAN.....	151
4.2.3. Tasa Interna de Retorno TIR.....	152
4.2.4. Periodo de Recuperación de la Inversión.....	152
4.2.5. Punto de Equilibrio.....	153
<u>CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</u>	154
5.1. CONCLUSIONES.....	154
5.2. RECOMENDACIONES.....	155
<u>BIBLIOGRAFIA.....</u>	156
<u>ANEXOS.....</u>	157
ANEXO A: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	158
ANEXO B: PLANOS DE LA MINI-CENTRAL.....	167
ANEXO C: CALCULO DE LA MALLA A TIERRA.....	179
ANEXO D: FACTIVILIDAD ECONÓMICA.....	182
ANEXO E: ANTEPROYECTO.....	202



INTRODUCCIÓN

ANTECEDENTES

En el sur de Ecuador se encuentra operando la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (E.E.R.S.S.A.), que tiene como área de concesión las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago, cubriendo una extensión aproximada de 22.721 Km², siendo una de las de mayor área en el país. Recibiendo el servicio de energía eléctrica todos los cantones de las provincias de:

- LOJA: Catamayo, Loja, Calvas, Gonzanamá, Sozoranga, Quilanga, Espíndola, Paltas, Celica, Macará, Puyando, Pindal, Saraguro, Zapotillo, Chaguarpamba y Olmedo.
- ZAMORA CHINCHIPE: Yanzatza, Zamora, Yacuambi, Nangaritza, Centinela del Cóndor, Paquisha, El Pangui, Palanda y Chinchipe.
- MORONA SANTIAGO: Gualaquiza.

Este logro se lo ha venido obteniendo desde 1897 cuando se conformo la primera SOCIEDAD DE LUZ ELECTRICA en el país, con asentamiento en la ciudad de Loja. Según la escritura publica de conformación, celebrada ante el Sr. Escribano Publico, Fernando Palacios.

La primera maquinaria llegada a Loja fue instalada en el sector conocido como El Pedestal (zona occidental de la ciudad), la cual estaba constituida por dos turbinas hidráulicas de 14KW respectivamente y con una tubería de presión de 12 pulgadas de diámetro instaladas a cada una de las turbinas. Llevándose a efecto su inauguración oficial el Primero de Abril de 1899.



De esta manera la ciudad de Loja se constituyó como la primera en tener luz eléctrica en el Ecuador y probablemente la tercera ciudad de Sudamérica después de Lima y Buenos Aires.

“El constante crecimiento de las redes primarias para electrificar las áreas rurales ha incrementado la demanda del sistema; razón por la cual se ha emprendido en proyectos de generación con Energías Renovables”¹

A raíz de las últimas crisis energéticas, se intensificaron en la mayoría de países los esfuerzos para desarrollar tecnologías alternativas y no contaminantes en la producción de energía eléctrica. En el curso de este desarrollo sigue ocupando su puesto de protagonista la utilización de pequeñas cantidades de agua por partes de mini, micro y pequeñas centrales hidroeléctricas.

Es por ellos que los sistemas de generación en gran escala producen, por lo general, más de 10 MW de potencia, que equivalen a diez millones de vatios suficientes como para abastecer a 200.000 focos de 50 W c/u. por otro lado un kilovatio equivale a 1000 vatios, y es suficiente para abastecer de electricidad a 5 hogares con 4 bombillas de 50 W cada una.

Los sistemas de mini generación son una pequeña contribución en el suministro a la red, particularmente en el rango de 50 KW a 500 KW. Algunas veces los valores extremos de estos rangos suelen recibir el nombre de generación en pequeña escala.

Los sistemas de micro generación son aun más pequeños y por lo general no suministra energía eléctrica a las redes nacionales. Se usan en áreas apartadas a donde no llegue la red y, en algunos casos proveer de energía eléctrica a pequeñas industrias y comunidades rurales. Su rango en potencia

1. Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Ministerio de Energía y Minas).



varía desde 200 watos, suficiente para la provisión de iluminación domestica o a un grupo de casas mediante un sistema de carga de baterías, hasta 50 KW, suficiente para usarse en pequeños talleres y para el abastecimiento de una “mini-red” local independiente que no sea parte de la red nacional.



SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

En la Provincia de Loja existe una necesidad creciente de suministrar energía eléctrica a los lugares mas apartados de la red de distribución, en donde existe una cantidad considerable de población, pero por los elevados costos que representan la distribución de una red de electrificación hasta dicho lugar es casi imposible abastecerlos de este servicio, en consecuencia la mini hidrogeneración constituye una alternativa económica a la red local que permita generar energía para satisfacer dicha demanda.

Es por ello, que la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. siendo propietaria de las minicentrales hidroeléctricas de Valladolid, Isimanchi y Oña, que al momento se encuentran fuera de funcionamiento por razones de orden técnico, estudia la posibilidad de rehabilitar las obras hidroeléctricas de su propiedad y repotenciarlas con equipos electromecánicos nuevos y apropiados, para generar suficiente energía y poder interconectarse a la red Nacional y cubrir la demanda del sector sur occidental de la provincia de Zamora Chinchipe y parte de la provincia de Loja.

La minicentral hidroeléctrica "Valladolid", localizada en la parroquia Valladolid, Cantón Palanda, Provincia de Zamora Chinchipe es una de las mejores alternativa para cumplir este propósito. Fue diseñada y construida por la Unidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas del EX-INECEL en año de 1984, aprovechando las aguas del río del mismo nombre y fue entregada a la E.E.R.S.S.A en 1987, para su operación y mantenimiento.

La minicentral capta las aguas del río Valladolid, con un caudal de 0.80 m³/seg la potencia instalada es de 200 kW; utilizando un canal de sección rectangular de 520 m de longitud, desde el desarenador hasta el tanque de presión, donde descarga su caudal mediante una tubería de presión que



llega hasta la turbina instalada en la casa de máquinas aprovechando una caída de 20 m de altura.

En 1998 la Empresa invirtió en la construcción de un azud, que facilite la captación de agua para la central.

La minicentral operó con normalidad, hasta el mes de Abril de 1999 por fallo en el tablero de control produciéndose una sobre velocidad de la unidad que destruyó el generador.

Para ponerla en funcionamiento nuevamente a la central, se adaptó un generador de similares características que se sacó de la minicentral de Isimanchi.

En mayo de 1999, salió de funcionamiento la central cuando se integró al Sistema Nacional Interconectado y los equipos debieron ser retirados de funcionamiento, porque no tenían un regulador de velocidad que le permita ingresar en paralelo con el sistema, quedando las obras civiles en perfectas condiciones.

Teniendo en cuenta las buenas condiciones en las que se encuentran las obras civiles de la minicentral hidroeléctrica Valladolid, es posible recuperarla en un 100% y volver a generar energía eléctrica, adaptando un regulador de velocidad que permita la sincronización de la unidad generadora con la red que será acoplado al Alimentador Primario Trifásico de la E.E.R.S.S.A, cuya línea de distribución tiene un voltaje de 22000 V.



PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

“Se requiere efectuar los estudios que permitan la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica Valladolid, para interconectarse al sistema eléctrico de potencia de la E.E.R.S.S.A”.

Problemas Específicos.

- Se debe realizar un levantamiento físico y diagnóstico de las obras civiles de la minicentral hidroeléctrica Valladolid, mediante visitas técnicas, inspecciones y mediciones en el sitio.
- Es necesario diseñar un diagrama unifilar eléctrico, que permita determinar las especificaciones, recomendaciones, suministros y montaje del equipo electricomecánico de la minicentral hidroeléctrica Valladolid.
- Se debe establecer la conveniencia económica de la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica Valladolid.



JUSTIFICACIÓN

ACADÉMICA.- La Universidad Nacional de Loja a través de la carrera de Ingeniería Electromecánica, al implementar dentro del campo de estudio el eje investigativo, nos conlleva al descubrimiento de nuevas alternativas e ideas que van en beneficio, tanto de la sociedad como de los estudiantes, ya que nosotros necesitamos vincular la teoría con la práctica y lograr obtener alternativas viables de solución de un objeto o fenómeno de la realidad.

SOCIAL.- Estamos convencidos que el desarrollo y avance de los pueblos se sustenta en el impulso de la investigación científica de las diferentes áreas estratégicas del país.

El presente trabajo investigativo en esencia es realizar un estudio que permita rehabilitar una minicentral que en la práctica pueda servir como guía de ayuda a los directivos de la E.E.R.S.S.A y con ello pretender contribuir al desarrollo técnico, con el fin de prestar un servicio eficiente y eficaz a la comunidad.

TÉCNICA.- Como alternativas de solución propuestas al problema central “generación de energía mediante una minicentral, suficiente para cubrir la demanda del sector rural de la parroquia Valladolid” creemos que este puede ser mediante un estudio que permita mejorar las condiciones de generación brindando la posibilidad de llegar a los sectores mas necesitados que requieren de este servicio indispensable para sus condiciones de vida.



OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

Objetivo General

Definir el estado actual de cada uno de los componentes (civiles, mecánicos y eléctricos) que intervienen en la minicentral hidroeléctrica Valladolid, determinar si están en condiciones para volver a generar energía eléctrica e interconectarse al sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A y realizar los estudios que permitan la rehabilitación de la minicentral.

Objetivos Específicos

- Establecer las condiciones técnicas de la infraestructura de la minicentral hidroeléctrica Valladolid.
- Determinar las características de la turbina que se debe instalar en la minicentral hidroeléctrica Valladolid, y demás componentes.
- Seleccionar el sistema de regulación de velocidad que se debe instalar en la minicentral, para entrar en sincronización con el Sistema Eléctrico de Potencia de la E.E.R.S.S.A.
- Diseñar la subestación de transmisión de la minicentral hidroeléctrica Valladolid.
- Realizar el correspondiente análisis económico de la rehabilitación de la central.



PLANTEAMIENTO DE HIPÓTESIS

Hipótesis General

El desarrollo de este trabajo de investigación viabilizará la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica Valladolid y servirá de guía, para recuperar en similares condiciones, a las centrales de Saraguro y Zumba.

Hipótesis Específicas

- Determinando las características de la turbina y demás componentes que se debe instalar en la minicentral hidroeléctrica Valladolid, es posible aprovechar de manera eficiente el caudal y salto del agua que existe en el lugar.
- Con el análisis y selección del regulador de velocidad, sistema de transmisión de potencia y generador eléctrico, la minicentral hidroeléctrica Valladolid podrá interconectarse al Alimentador Primario Trifásico de la E.E.R.S.S.A; manteniendo el voltaje generado a un valor constante independientemente de la carga.
- Estableciendo el diseño de la subestación eléctrica de la minicentral, se conseguirá transformar la tensión de generación obtenida por el equipo electromecánico e interconectarse a los alimentadores primarios trifásicos de la E.E.R.S.S.A.
- Realizando el análisis económico del proyecto de rehabilitación de la central, se garantiza la conveniencia de su ejecución.



METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El proceso investigativo se lo realizó en la ciudad de Loja en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. y el trabajo de campo en la parroquia Valladolid, cantón Palanda, Provincia de Zamora Chinchipe.

La investigación de la tesis se enmarcó en un estudio analítico, descriptivo y explicativo acerca de cómo rehabilitar una minicentral hidroeléctrica, empleado para la generación de energía eléctrica; para ello fue necesario el diagnóstico de la obra civil, estableciendo una metodología adecuada la misma que consta de dos partes fundamentales, el primero encaminado a la búsqueda de información bibliográfica que permitió la identificación del problema, objetivos e hipótesis de investigación; y la segunda dirigida a obtener, la información de campo con un levantamiento topográfico, el mismo que fue realizado en la parroquia Valladolid, empleando la técnica de la observación.

Para la realización de la tesis se utilizaron recursos humanos (topógrafo y equipo de trabajo), financieros, técnicos (Estación total, Sistema de Posicionamiento Global-GPS y Distanciómetro) los cuales permitieron alcanzar los objetivos establecidos en la misma.



CAPITULO 1:

FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y METODOLOGÍA

DE CÁLCULO

1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.1. GENERALIDADES

La energía hidráulica es prácticamente inagotable en la naturaleza. Casi todos los países del mundo tienen de ella inmensas reservas, de las cuales en la actualidad, sólo una mínima parte ha sido aprovechada con fines de generación.

La utilización de la energía hidráulica se efectúa por medio de los saltos de agua que existen en la naturaleza, o los que pueden ser creados por el hombre. La creación de los saltos puede realizarse, por ejemplo, derivando agua de un río por medio de un canal de pequeña pendiente con relación al cauce primitivo. Al desarrollarse el canal, la diferencia de nivel entre éste y el caudal del río aumenta con el aumento de longitud del canal, hasta que, en un punto oportuno, las aguas derivadas pueden reintegrarse al río por medio de un salto.

También se obtiene un salto, cerrando el paso de la corriente con una represa, la cual provoca, como es natural, una elevación del nivel aguas arriba con relación al nivel aguas abajo.

Entre las dos formas de crear un salto existen una serie de soluciones intermedias, que combinan en diversa medida ambos procedimientos. Lo esencial, es que en cada salto existan los receptores adecuados, para

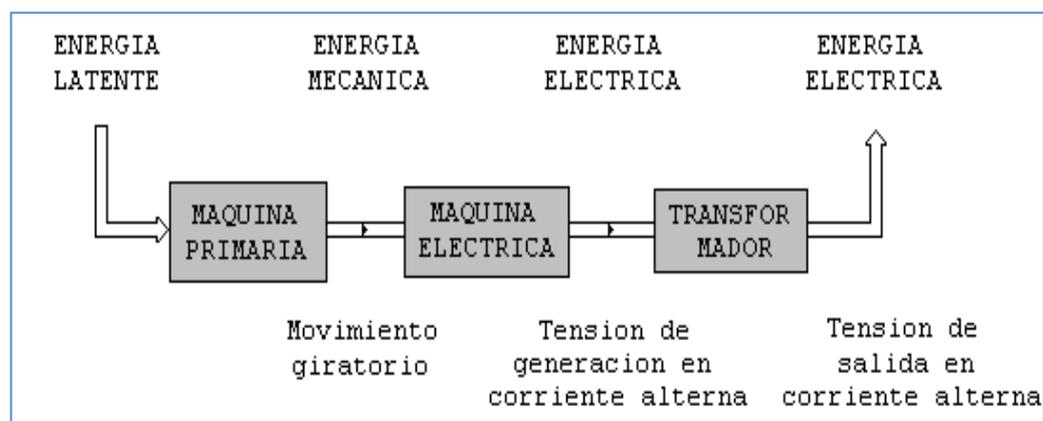
transformar la energía mecánica utilizable; estos receptores son los motores hidráulicos.

La parte de energía que se puede utilizar en un salto, depende de la magnitud de éste, del caudal de agua y de la eficiencia del motor empleado.

Los principales motores hidráulicos son las ruedas y las turbinas. Las primeras, de características rudimentarias, no se prestan para una aplicación industrial en gran escala, mientras las turbinas han alcanzado en la actualidad enorme desarrollo, sobre todo para la transformación de la energía mecánica en eléctrica.

1.2. DEFINICIÓN

Una central hidroeléctrica es el conjunto de máquinas motrices, generadores, aparatos de maniobra y protección, que sirven para la producción de energía eléctrica. La energía latente se transforma en energía mecánica en una máquina primaria, la que suministra movimiento rotatorio a una máquina eléctrica que en la mayor parte de los casos es un alternador, el que a su vez se encarga de crear un sistema trifásico de tensiones alternas. (*Ver figura 1*)



Central eléctrica convencional Fig. 1.



El valor de la tensión de generación es tan alto como lo permita el proyecto del alternador y la tecnología de sus materiales. Desde allí la energía pasa a un transformador que se ocupa de adaptar la tensión de generación para obtener las mejores condiciones en la línea de transmisión; es decir que no existan caídas de tensión.

1.3. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Por la forma de captación pueden ser:

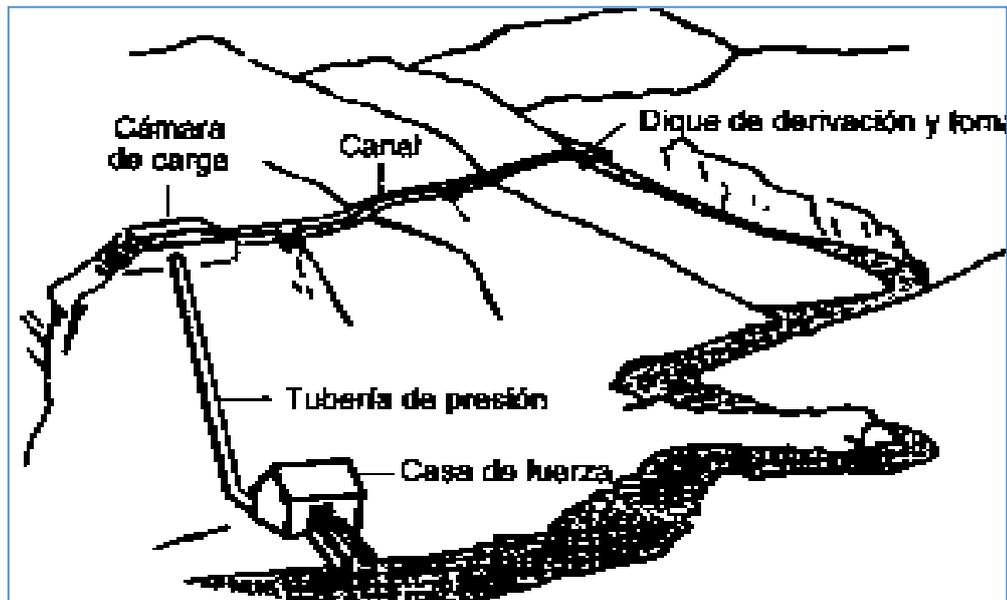
- Centrales de agua fluyente.
- Centrales de pie de presa.
- Centrales en canal de riego o abastecimiento.

1.3.1. Centrales de agua fluyente

Se encuentran dentro de este tipo, los aprovechamientos que, mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen a la central para ser turbinado y posteriormente ser devuelto al cauce del río (*ver figura 2*); convirtiéndose así en un recurso renovable.

La influencia de la altura es aprovechada por la central para convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica, utilizando las turbinas para tal fin, acoplando estas a los generadores.

En caso que el río tenga un aporte regular de agua, la energía cinética de éste puede aprovecharse sin necesidad de realizar embalses o bien, utilizando uno de pequeñas dimensiones.



Minicentral hidroeléctrica por derivación Fig. 2

1.3.2. Central de pie de presa

Se encuentra incluidos en este tipo, los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen posibilidad de almacenar el caudal de un río mediante la construcción de un embalse. En estas centrales se regula los caudales de salida, para ser turbinados en el momento que se precise. En general esta capacidad de regulación, se emplea para proporcionar energía durante los puntos de consumo (horas pico). Las centrales que se sitúan en una presa construida para otros usos, aprovechan el desnivel creado por la propia presa y dependiendo de los fines para los que fue creado, se turbinan los caudales.

1.3.3. Central hidroeléctrica en canal de riego

Este tipo de centrales se pueden presentar en dos casos diferentes:

- Desnivel existente en el propio canal (Rápida). Se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada paralela a la rápida, que conduce



el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en el canal.

- Desnivel existente entre el canal y el curso del río cercano. La central se instala cerca del río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

1.3.4. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según la potencia generada

De acuerdo a la potencia que se genere las centrales pueden ser:

Grandes Centrales Hidroeléctricas	Más de 10.000 kW.
Medianas centrales hidroeléctricas	5000 – 10.000 kW.
Pequeñas centrales	500 – 5.000 kW.
Minicentral.	50 – 500 kW.
Microcentrales.	5 – 50 kW.
Picocentrales.	0,3- 5 kW. En desarrollo.

1.4. ESQUEMA GENERAL PARA EL DISEÑO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

1.4.1. Introducción ²

Las obras civiles, son aquellas que permiten derivar y encausar el agua al sistema de generación mecánico-eléctrico. *En el anexo A 1*, se puede observar el esquema de la obra civil de una minicentral hidroeléctrica, las cuales dependen del terreno y de las condiciones de generación hidroeléctrica.

² Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



Para el diseño de una minicentral es necesario tomar en consideración una serie de factores esenciales que puedan influenciar directamente en su funcionamiento:

Sedimento.- El agua del río acarrea pequeñas partículas de material duro y abrasivo (sedimento) que pueden ocasionar daños considerables a la turbina, así como su rápido desgaste, si no son extraídas antes de que el agua ingrese a la tubería de presión.

Caudal adecuado.- El caudal del río varía durante el año, pero la minicentral está diseñada para captar un caudal constante. Si ocurriera una sobrecarga en el canal, inevitablemente se producirán daños. La bocatoma debe, en lo posible, derivar el caudal adecuado hacia el canal, sea que el río tenga mucha o poca cantidad de agua. La función principal del barraje es asegurar que el caudal del canal se mantenga, incluso en época de estiajes, por otro lado, la función principal de la estructura de la toma del canal es regular el caudal dentro de los límites razonables cuando el río tiene mucho volumen de agua. Posteriormente los aliviaderos controlan o regulan la cantidad de agua en el canal.

Avenidas.- Las avenidas requieren especial atención. Las aguas de avenida acarrean gran cantidad de material e incluso hacen que grandes piedras rueden a lo largo del lecho del río.

Todo ello puede dañar el barraje de derivación, la estructura de la toma del canal y los muros de encauce, si es que no han sido cuidadosamente diseñados.

Pérdidas del salto.- Dado que la potencia desarrollada por la turbina depende en gran medida de la presión del agua a la entrada de ésta, es claro que el canal no debe perder "salto" indebidamente. Además, la tubería de



presión deberá estar dimensionada de manera tal que las pérdidas por fricción no reduzcan excesivamente el salto.

Turbulencia.- Otro aspecto importante que requiere atención es el efecto de la turbulencia en el flujo de agua. En todas las secciones de conducción de agua, incluyendo el canal y la bocatoma, los cambios bruscos en la dirección del agua crearán turbulencias que erosionarán las estructuras, ocasionando pérdidas de energía y acarreo de sedimentos.

Golpe de ariete.- Si el flujo de agua en la tubería se detiene bruscamente (por ejemplo a causa de un bloqueo repentino cerca de la turbina), se originarán sobre presiones muy altas llamadas golpes de ariete. La tubería debe ser lo suficientemente fuerte como para no romperse cuando esto suceda. Por otro lado, tales presiones harán que la tubería se mueva, lo que ocasionará daños si los anclajes no son resistentes.

1.4.2. Bocatomas ³

Las bocatomas son obras hidráulicas cuya función es regular y captar un determinado caudal de agua, en este caso, para la producción de hidroenergía sea esta mecánica o eléctrica. Las bocatomas nos permiten tomar las aguas de los ríos y conducirla aprovechando la fuerza de la gravedad.

1.4.2.1. Funciones de las bocatomas ³

Las bocatomas deben cumplir las siguientes funciones:

- Garantizar la captación de una cantidad constante de agua, especialmente en época de estiaje.

³ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



- Impedir, hasta donde sea posible, el ingreso de materiales sólidos y flotantes, haciendo que estos sigan el curso del río o facilitando la limpieza.
- Proteger el resto del sistema de obras hidráulicas del ingreso de avenidas o embalses que pudieran producirse en las épocas de lluvia”².

1.4.2.2. Ubicación de las bocatomas ⁴

La ubicación más apropiada para una bocatoma es en los tramos rectos y estables del río, dependiendo de la topografía, la geología, el comportamiento de los suelos y principalmente, de las variaciones hidrológicas del lugar que nos servirá de emplazamiento. Es muy importante señalar que las condiciones naturales, en lo posible deben ser preservadas.

En caso de no contarse con estas condiciones, preferentemente se ubicaran en los primeros tramos de la curva y siempre en la parte convexa. Los tramos finales de una curva convexa estarán muy expuestos a los embates de las crecientes y de las velocidades erosivas, mientras que, en la zona cóncava es probable que pueda colmatarse fácilmente.

1.4.2.3. Clasificación de las bocatomas ⁴

Las bocatomas se clasifican según los siguientes criterios:

- Por el material del que están hechas (concreto, piedra, tierra, madera, ramas, etc.).
- Por su vida útil (permanentes, temporales).
- Por su forma y diseño (barraje total, parcial, espigones, barraje móvil, barraje sumergido o del tipo tirol).

⁴ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



- Por el método de construcción (concreto, armado, emboquillado, mampostería, gaviones).

1.4.2.4. Tipos de bocatomas ⁴

La captación puede realizarse directamente sin ninguna obra de cauce. En este caso el caudal es llevado directamente por un canal lateral; sin embargo, la obra está expuesta a deterioro por avenidas del río. Esta captación se denomina lateral con espigones.

Otro tipo de bocatoma dispone de un dique que cierra el cauce del río y eleva el nivel de agua hasta una cota determinada, donde se vierte a través de un vertedero (toma convencional) o se capta directamente en el cuerpo del dique (toma tirol).

El tipo de bocatoma que existe en la minicentral hidroeléctrica Valladolid es del tipo convencional; es por ello que se analizará de una manera más detallada su funcionamiento y selección.

1.4.2.4.1. Toma convencional o lateral ⁵

La toma convencional o lateral se caracteriza por tener una pequeña presa que no tiene la captación de almacenar agua, de ahí que no posea regulación. La presa obliga a que parte del caudal fluya a través de la toma de agua y el excedente se vierta por el aliviadero de la presa.

⁵ Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



Bocatoma convencional Fig. 03.

La figura 3, ilustra los elementos principales de una toma convencional.

Las partes más importantes que constituyen la bocatoma son:

- Un dique que cierra el cauce del río, obligando al agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta y pase a la conducción.
- En el tiempo de crecidas, las aguas de exceso pasan por encima del dique, como en un vertedero, denominándose azud. Esta obra puede estar acompañada de un zampeado, el cual disminuye el exceso de la velocidad del agua, a fin de disminuir la erosión en el lugar de la bocatoma.
- Un dentellón que se construye aguas arriba y debajo del zampeado, en algunas ocasiones con drenes, para disminuir la subpresión del agua que se filtra por debajo del azud y para darle un mejor anclaje a la estructura.
- Una compuerta de purga, ubicada en un extremo del azud, al lado de la reja de entrada, con el fin de eliminar el material grueso depositado aguas arriba del azud.
- La toma de agua es una ventana con una reja que impide el ingreso de material sólido flotante grueso, el umbral o altura de la rejilla se



colocará a una cierta altura sobre el fondo del río con una separación entre barrotes de aproximadamente 20cm.

- El desripiador es una cámara que recoge el material sólido que ha logrado pasar a través de la rejilla. Para eliminar este material se dispone de una compuerta para su evacuación.
- Una transición de entrada al canal contiguo al desripiador une a este último con el canal para evitar pérdidas grandes de energía entre estos.
- Una compuerta de admisión, ubicada en el tramo de la transición, permite regular o interrumpir totalmente el flujo del caudal, con fines de reparación o inspección.

1.4.2.5. Dimensionamiento de una bocatoma lateral

Para el dimensionamiento de esta obra se dispone de la siguiente información:

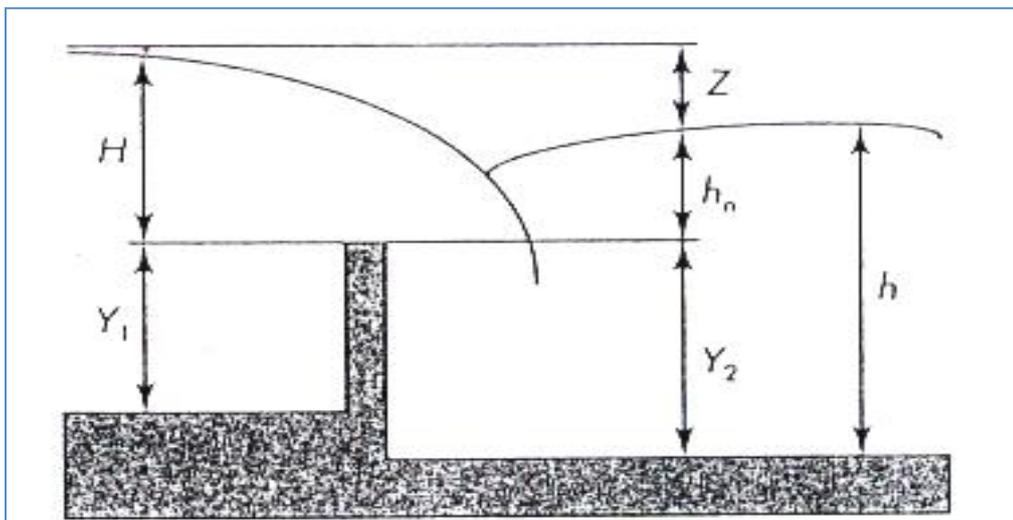
Toma de Agua.

- El umbral o altura de la ventana Y_1 , para la toma de agua debe estar a una altura de 0.60-0.80m del fondo del río.
- La rejilla de admisión debe resistir grandes impactos de sólidos en suspensión, por lo tanto debe estar elaboradas de barrotes fuertes ya sean estos de rieles o de hormigón armado con un ancho no menor a 10 cm y separadas entre si 20 cm.
- Dado que el azud debe tener una altura igual a la suma de la altura del umbral desde el fondo del cauce más la altura de los barrotes, la toma de agua en época de estiaje se comporta como un vertedero sumergido con un desnivel muy pequeño entre las dos superficies de agua. En épocas de creciente, los desniveles de agua suben, la toma queda sumergida trabajando como orificio, regulando así el caudal que entra al canal.

El dimensionamiento de la toma de agua como vertedero sumergido es el siguiente (*ver figura 4*)

El caudal que pasa por el vertedero sumergido se determina por la expresión:

$$Q = s \times M \times b_1 \times H^{3/2} (m^3 / s) \quad (1)$$



Toma de agua con vertedero sumergido Fig. 4

Donde: s es el coeficiente de corrección de sumersión.

M es un coeficiente.

b_1 es el ancho del vertedero (longitud de la cresta).

H es la carga sobre la cresta.

Según Bazin el coeficiente s es igual a:

$$s = 1.05 \times \left(1 + 0.2 \times \left(\frac{h_n}{Y_2} \right) \right) \times \left(\frac{Z}{H} \right)^{1/3} \quad (2)$$



Donde: Z es la diferencia de elevación de las superficies de agua arriba y abajo de la cresta.

h_n es la elevación del agua bajo el vertedero sobre la cresta

Y_2 es la elevación de la cresta sobre el fondo, aguas abajo.

El coeficiente M para un vertedero de cresta delgada según Konovalov está dado por:

$$M = \left[0.407 + \frac{0.045H}{H + Y_1} \right] \times \left[1 + 0.285 \left(\frac{H}{H + Y_1} \right)^2 \right] \times \sqrt{2g} \quad (3)$$

Una vez determinado los coeficientes (M) y (s) se procede a calcular el ancho b_1 utilizando la expresión de caudal para un vertedero sumergido, considerando un coeficiente de pérdida k :

$$b_1 = \frac{Q}{k \times s \times M \times H^{3/2}} (m) \quad (4)$$

Se determina el número de espesor:

$$n = \frac{b_1}{b} \quad (5)$$

El número de barrotes es de:

$$N = n - 1 \quad (6)$$



El ancho de la reja es igual a:

$$B = b_1 + N * s \quad (7)$$

Donde B es el ancho de la rejilla

b_1 es el ancho de la toma de agua.

s es el ancho de los barrotes.

N es el número de barrotes.

1.4.3. Desripiador

El desripiador es una cámara que sirve para contener las piedras que han logrado pasar entre los barrotes, las cuales no deben llegar al canal.

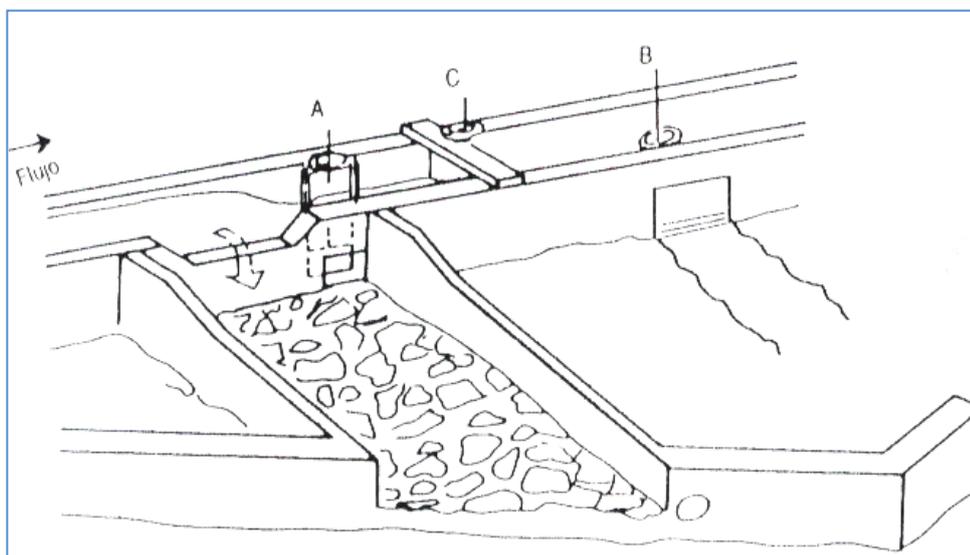
La velocidad del desripiador debe ser relativamente baja y el paso hacia el canal debe hacerse por medio de un aliviadero sumergido.

El desripiador deber ser lo suficientemente capaz de evacuar el excedente de caudal que ingresa por la bocatoma, es por ello que se debe construir un aliviadero para que cumpla dicha función.

Con el fin de eliminar las piedras que se depositan en el desripiador se deja una compuerta de lavado, la cual se comunica con un canal de desfogue que tiene una gradiente suficiente para conseguir una velocidad de lavado alta, capaz de arrastrar todas las piedras. Para un fácil desalojo de las piedras se procura que las paredes se unan con curvas suaves, evitando así que estas se queden en las esquinas.

1.4.4. Aliviaderos ⁶

Un aliviadero es un tipo de vertedor. Se llama vertedor a un dispositivo hidráulico que consiste en una escotadura a través de la cual se hace circular el agua. Los aliviaderos son estructuras de regulación y de protección que sirven para evacuar caudales de demasías o caudales superiores a los del diseño. Si estas aguas excedentes ingresaran a las diferentes obras que componen el sistema, podrían ocasionar daños de imprevisibles consecuencias.



Obra del Aliviadero Fig.5.

Su diseño define básicamente tres características: largo, altura (tirante útil más borde libre) y tipo de cresta que será definida por un coeficiente de descarga. **En la figura 5**, vemos un aliviadero de avenidas junto con unas compuertas de control de caudal y de vaciado de canal. El aliviadero se combina con las compuertas de control para el desagüe del mismo. En ciertos casos, es necesario detener rápidamente el ingreso de agua al canal, cuando se ha producido una rotura en el canal aguas abajo que ocasiona el colapso progresivo de este así como erosiona sus cimientos. Con frecuencia las emergencias se producen en épocas de avenida.

⁶ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru

Las compuertas de control deben estar situadas por encima del nivel de la avenida y a una distancia del río, a fin de permitir un fácil acceso cuando el río está crecido. Es conveniente no confiar en un solo mecanismo para cortar el paso de agua al canal, sino que hay que tener otra alternativa. Podría ocurrir que una de las compuertas no funcione cuando sea necesario, en especial si no ha sido usada con mucha frecuencia.

1.4.4.1. Dimensionamiento del aliviadero

Para el dimensionamiento del aliviadero se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La longitud del aliviadero b_v .
- La altura del aliviadero h_v
- El coeficiente M según el tipo de crestas.

Tabla: 1 coeficientes M según Bazin.

VERTEDEROS.	COEFICIENTE SEGÚN LA CRESTA DEL VERTEDERO (M)
De cresta delgada	0.64
De cresta gruesa de cantos vivos	0.49 – 0.51
De cresta gruesa de cantos redondeados	0.50 – 0.55
Redondeados	0.70 – 0.75
En forma de tejado	0.79

La formula para calcular el caudal a evacuar el aliviadero es:

$$Q_v = \frac{2}{3} M * b_v * \sqrt{2g} * h_v^{3/2} \quad m^3 / s \quad (8)$$



1.4.5. Desarenador ⁷

El desarenador es una obra hidráulica que sirve para sedimentar partículas de material sólido suspendidas en el agua, en el interior de la conducción. Las partículas se mantienen en suspensión debido a que la velocidad de entrada en la bocatoma es elevada y suficiente para arrastrar partículas sólidas; en especial durante las crecidas puede entrar gran cantidad de sedimentos.

El volumen de sólidos durante las crecientes para ríos de montaña es aproximadamente de 4 a 6% del volumen de agua transportada y en ríos de llanura es de 0.2 a 1.0%.

El propósito del desarenador consiste en eliminar partículas de material sólido suspendidas en el agua de la conducción, reduciendo la velocidad del agua; para que ellas se decanten, y disminuyan su velocidad; en consecuencia, para cumplir con su propósito el desarenador dispone de una mayor área (sección). De forma que debe cumplir con la siguiente expresión:

$$Q = A_c \times V_c = A_d \times V_d \quad (9)$$

Donde: Q es el caudal de diseño

A_c es el área del canal

V_c es la velocidad del agua en el canal

A_d es el área del desarenador

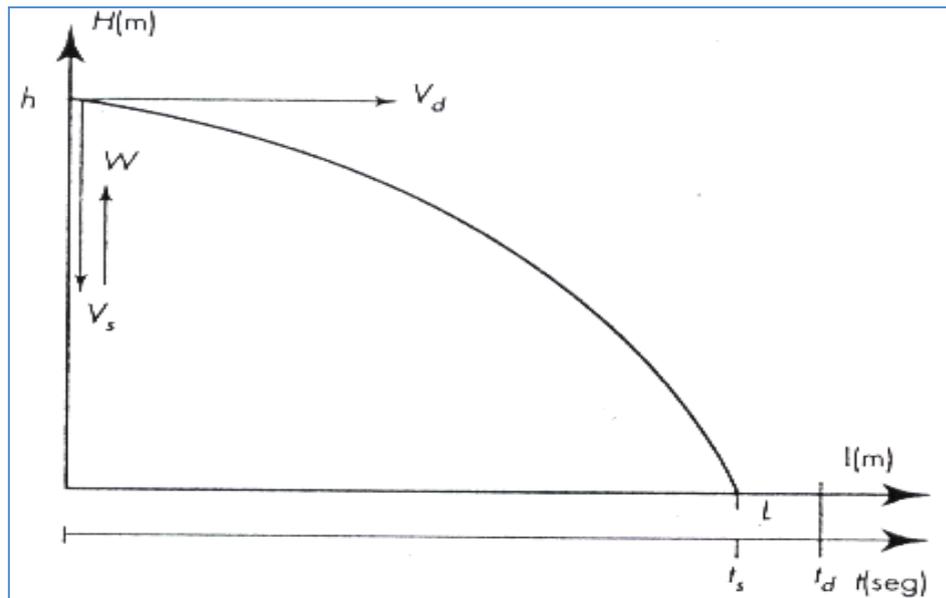
V_d es la velocidad del desarenador

En este sentido, para que las partículas se sedimenten se requiere disminuir la velocidad del agua en el desarenador y obviamente aumentar el área de

⁷ Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

éste. Además, es necesario que la velocidad del agua en el canal no sea baja para que las partículas no se decanten en él.

El proceso de decantación se ilustra en la **figura 6.**, y consiste en disminuir la velocidad de la partícula para que ella se sedimente en la longitud del desarenador.



Proceso de sedimentación. Figura 6.

Donde: V_d es la velocidad horizontal de la corriente en la cámara de sedimentación.

V_s es la velocidad vertical de sedimentación.

W es el empuje ascensional dinámico, debido a turbulencias.

h es la altura de la cámara.

L es la longitud de la cámara.

t_s es el tiempo de sedimentación.

t_d es el tiempo de desplazamiento

La velocidad horizontal de la corriente en la cámara de sedimentación no debe ser superior a 0.9 m/s, dado que con velocidades superiores las



partículas no pueden detenerse en una superficie lisa como es el fondo del desarenador.

Según Dubuat, las velocidades límites por debajo de las cuales el agua cesa de arrastrar diversas materias son:

Para arcilla	0.081 m/s
Para arena fina	0.16 m/s
Para arena gruesa	0.216 m/s

Tabla: 2 Velocidad de sedimentación de las partículas sólidas en suspensión de acuerdo con su tamaño.

d (mm.)	V _s (m/s)
0.05	0.178
0.10	0.692
0.15	1.560
0.20	2.160
0.25	2.700
0.30	3.240
0.35	3.78
0.40	4.32
0.45	4.86
0.50	5.40
0.55	5.94
0.60	6.48
0.70	7.32
0.80	8.07
1.00	9.44
2.00	15.39
3.00	19.25
5.00	24.90



Este hecho indica que la velocidad horizontal en la cámara de sedimentación V_d oscila entre 0.1 y 0.4 m/s y la profundidad media entre 1.5 y 4m.

La velocidad de sedimento V_s representa la velocidad con que cae la partícula por influencia de la fuerza de gravedad en la tabla 2 se especifican dichas velocidades. El fondo de la cámara se cubre de sedimentos, generando una superficie rugosa, la cual origina turbulencia, es decir, corrientes transversales, que causan un empuje ascensional dinámico.

El empuje ascensional dinámico W se expresa mediante la formula:

$$W = 0.152V_s \quad (10)$$

El buen funcionamiento del desarenador se relaciona con los tiempos de sedimentación t_s y el tiempo de decantación t_d de la partícula, donde se requiere como mínimo se cumpla que:

$$t_d \geq t_s \quad (11)$$

El tiempo de decantación es el tiempo que demora la partícula en recorrer la longitud de la cámara L hasta llegar al fondo, equivale a:

$$t_d = \frac{L}{V_d} \quad (12)$$

Donde: L es la longitud efectiva de la cámara de sedimentación

V_d es la velocidad horizontal

El tiempo de sedimentación es el tiempo que demora la partícula en llegar al fondo de la cámara, equivale a:

$$t_s = \frac{h}{V'_s} \quad (13)$$

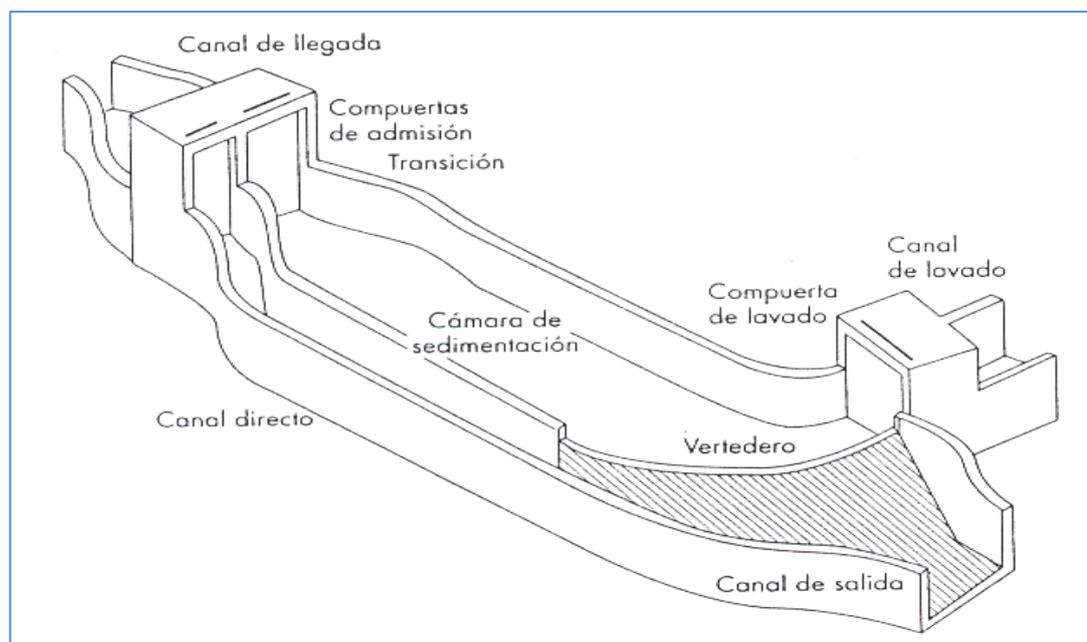
Donde V'_s es la velocidad efectiva de sedimentación la cual es igual a:

$$V'_s = V_s - W \quad (14)$$

Al igual los tiempos de sedimentación y decantación se obtiene que la longitud mínima del desarenador equivale a:

$$L = \frac{Vd * h}{V_s - W} \quad (15)$$

Los desarenadores se clasifican según la forma de eliminar los sedimentos, el desarenador que existe en la minicentral hidroeléctrica Valladolid es del tipo intermitente *ver figura 7*.



Desarenador del tipo intermitente Fig. 7



1.4.5.1. Dimensionamiento del desarenador

Los desarenadores se diseñan para un determinado diámetro de partícula. Para el dimensionamiento del desarenador se siguen los siguientes pasos:

- Se selecciona el diámetro de la partícula en función de la caída de la planta.
- Se determina la velocidad horizontal V_d
- La velocidad de sedimentación V_s
- El empuje ascensional W
- Se halla la longitud del desarenador L
- Suponer la profundidad del desarenador h
- Determinar los tiempos de decantación y sedimentación de la partícula y observar que cumpla con la expresión. $t_d \geq t_s$; si no cumple se varía la profundidad del desarenador.
- Determinar el ancho del desarenador B
- Determinar la longitud de la transición y fijar que cumpla con la expresión: $l < l/3L$ si no cumple variar la profundidad h , según la fórmula:

$$l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} \leq \frac{1}{3} L \quad (16)$$

Donde l es la longitud de la transición

B es el ancho del desarenador

B' es el ancho del canal

α es el ángulo de divergencia ($12^\circ - 30^\circ$)

L es la longitud de la cámara de transición.

- Dimensionar el vertedero cuya formula es:

$$Q = m \times b \times H^{3/2} \quad (17)$$

Donde: m es un coeficiente de la cresta del vertedero

b es el ancho del vertedero

h es la altura del vertedero

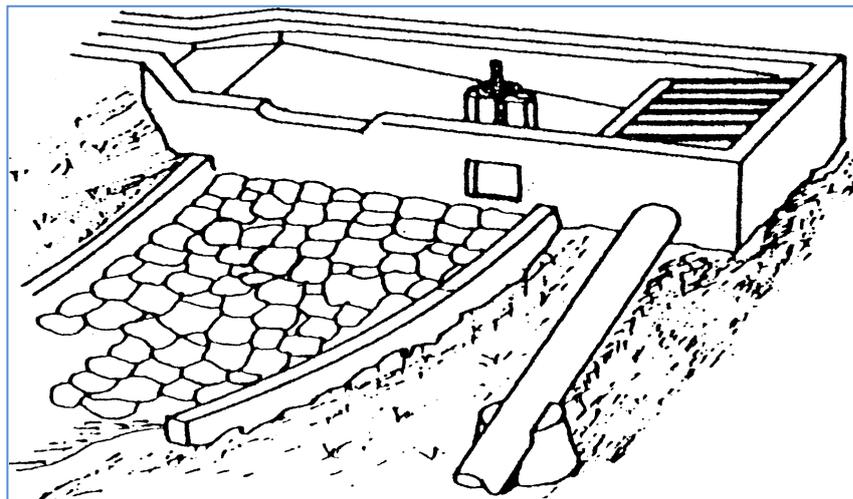
El área del vertedero es:

$$A = b \times h \quad (18)$$

Si e reemplaza en q se obtiene la ecuación de velocidad:

$$\begin{aligned} Q &= A \times V = m \times b \times H^{3/2} \\ b \times H \times V &= m \times b \times H^{3/2} \\ V &= m \times H^{1/2} \end{aligned} \quad (19)$$

1.4.6. Tanque de presión ⁸



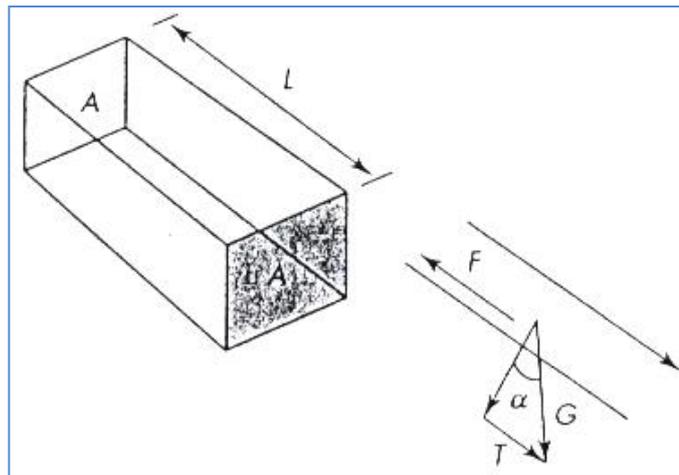
Tanque de presión Fig. 8.

⁸ Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

La cámara de presión (*Ver Figura 8*) es un tanque con capacidad suficiente para garantizar la partida o parada brusca de las turbinas; está conectada al canal por medio de una transición, de la cual el agua pasa a la tubería de presión a través de una rejilla que evita la entrada de elementos sólidos flotantes.

Entre la rejilla y la tubería se instala una compuerta de cierre al paso de agua; los excesos de este líquido se vierten a través de un aliviadero ubicado en una de las paredes de la cámara y su evacuación se la realiza por medio de una compuerta hasta un canal que lleva el agua al río.

1.4.7. Canal de conducción ⁹



Canal rectangular Fig. 9

En la obra de conducción, el caudal tiene un flujo uniforme, es decir, tiene un caudal y velocidad igual a lo largo del tramo; por tanto, el gradiente hidráulico y geométrico del cauce es constante. *En la figura 9* se ilustra un canal rectangular de sección A y longitud L cuyo peso es:

$$G = W \times L \times A \quad (20)$$

⁹ Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.



Donde W es el peso específico del agua y la componente en el sentido del movimiento es:

$$\begin{aligned} T &= W \times L \times A \times \text{sen } \alpha \\ T &= G \times \text{sen } \alpha \end{aligned} \quad (21)$$

La fuerza de rozamiento F ejercida entre el agua y la superficie del cauce equivale a:

$$F = K \times P \times L \times V^2 \quad (22)$$

Donde: K es una constante de proporcionalidad

P es el perímetro mojado

V es la velocidad del cauce

L es la longitud.

Si se suman las fuerzas en el sentido horizontal se obtiene:

$$W \times L \times A \times \text{sen } \alpha - K \times P \times L \times V^2 = 0 \quad (23)$$

Se despeja la velocidad y se tiene.

$$V = \sqrt{\frac{W}{K}} \sqrt{\frac{A}{P} \text{sen } \alpha} \quad (24)$$

Dado que la pendiente de los canales es menor de 6° , se puede considerar que:

$$\tan \alpha = j \quad (25)$$

Donde j es el gradiente hidráulico y C es una constante

$$C = \sqrt{\frac{W}{k}} \quad (26)$$



R es el radio hidráulico y equivale a:

$$R = \frac{A}{P} \quad (27)$$

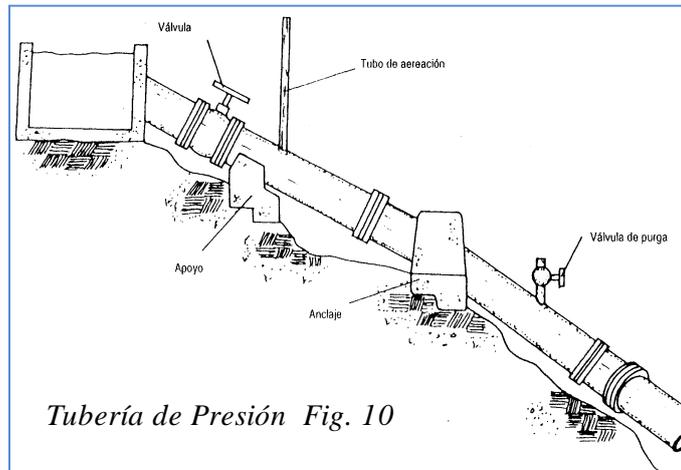
De tal forma se obtiene que la velocidad según Chezy-Manning es:

$$V = C \sqrt{R \times j} = \frac{1}{n} R^{2/3} j^{1/2} \quad (28)$$

Tabla 3 Valores de n

Material del cauce	Mín.	Med.	Máx.
Roca áspera	—	0.040	0.045
Roca igualadas las asperezas	0.020	0.033	0.035
Canales grandes en buen estado	0.020	0.0225	0.025
Canales grandes en estado regular	0.023	0.025	0.027
Canales grandes en mal estado	0.025	0.0275	0.030
Canales malos semiderrumbados	0.028	0.030	0.033
Canal irregular con vegetación	0.033	0.035	0.040
Madera cepillada	0.010	0.013	0.014
Madera sin cepillar	0.012	0.015	0.018
Hormigón sin alisado con buen encofrado	0.013	0.014	0.015
Hormigón con huellas de tablas	0.015	0.016	0.018
Hormigón alisado	0.011	0.012	0.013
Mampostería, piedra	0.017	0.0225	0.030
Gaviones	0.025	0.027	0.032
Ladrillo enlucido	0.012	0.015	0.017

1.4.8. Tubería de presión



Tubería de Presión Fig. 10

“Son tuberías que transportan agua bajo presión hasta la turbina. Los principales componentes de una estructura de tubería de presión pueden ser apreciados en la **Figura 10**. Debido a que el costo de la tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la minicentral, es prioritario, pues, optimizar su diseño para reducir no sólo los costos de mantenimiento sino la inversión inicial. Para que los costos de mantenimiento sean bajos hay que colocar los soportes y los anclajes de la tubería en pendientes estables y encontrar buenos cimientos. No deberá haber peligro de erosión por desprendimientos en las laderas, pero sí acceso seguro para hacer los trabajos de mantenimiento y reparación.”¹⁰

1.4.8.1. Dimensionamiento de la tubería de presión

Diámetro de la tubería de presión.

Para determinar el valor del diámetro de la tubería D en metros de una forma sencilla se puede utilizar las siguientes expresiones:

¹⁰ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



$$D = 1.27 \frac{Q^{0.4268}}{(H_B + h_s)^{0.1423}} (\text{Bondschú}) \quad (29)$$

$$D = 0.71 \frac{P_{e \max}^{0.43}}{(H_B + h_s)^{0.65}} \quad (30)$$

$$D = 1.13 \sqrt{\frac{Q}{V}} \quad (31)$$

Donde: Q es el caudal del diseño, dado en m³/s

HB es la caída bruta dada en metros

Pe max es la potencia eléctrica dada en kw.

hs sobrepresión por golpe de ariete m

V velocidad de agua m/s

La sobrepresión máxima producida por el golpe de ariete equivale a:

$$h_s = \frac{2 \times L \times V}{g \times t} \quad (32)$$

Donde: hs sobrepresión por golpe de ariete m

L es la longitud del ducto

t tiempo que demora la onda de presión en desplazarse

g la aceleración de la gravedad.

El tiempo t se determina de la formula:

$$t = \frac{2L}{V_s} \quad (33)$$

Donde: L es la longitud del ducto

V_s es la velocidad de la onda de presión.

La velocidad de onda se determina mediante la expresión:

$$V_s = \frac{9,900}{\sqrt{48.3 + K \frac{D}{e}}} \quad (34)$$

Donde: D, e son diámetro y espesor de la tubería

K = 4.4 para hierro fundido

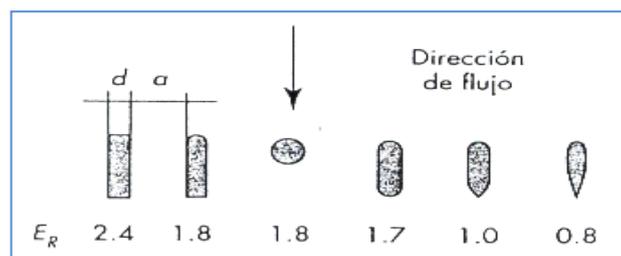
K = 0.5 para plástico

K = 18 para acero

Perdidas en los diferentes componentes de la tubería de presión

Pérdidas en la rejilla h_r

$$h_r = \xi_R \times \frac{V^2}{2g} (m) \quad (35)$$



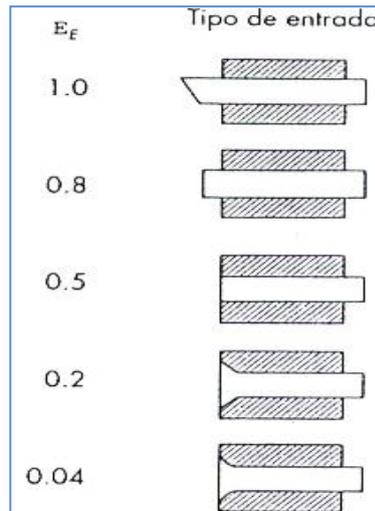
Perdidas en la rejilla por fricción Fig. 11

Donde ξ_R es el coeficiente de pérdidas (*véase figura 11*).

V es la velocidad del agua entrante a la rejilla (m/s)

Pérdidas de entrada h_E

$$h_E = \xi_E \frac{V^2}{2g} (m) \quad (36)$$



Coefficiente de pérdidas en la entrada de la tubería Fig. 12.

Donde: ξ_E es el coeficiente de pérdida que depende de la forma de entrada (véase figura 12).

V es la velocidad en Tubo (m/s)

Pérdidas en codos h_k

Tabla: 4 coeficiente. de perdida ξ_k para codos de tubo circulares

α (grados)	10	15	22.5	30	45	60	90
ξ_k	0.044	0.062	0.154	0.165	0.32	0.068	1.265

$$h_k = \xi_k \frac{V^2}{2g} (m) \quad (37)$$

Donde ξ_k es el coeficiente, que depende del ángulo del codo

V es la velocidad en Tubo (m/s)



Pérdidas por fricción en el tubo h_{fricc}

$$h_{fricc} = \lambda \frac{LV^2}{D2g} (m) \quad (38)$$

Donde λ es el coeficiente de pérdida

L es la longitud de la tubería (m)

D es el diámetro de la tubería (m)

V es la velocidad dentro de la tubería (m/s)

El coeficiente de pérdida equivale a:

$$\lambda = 0.01 \left(\frac{K}{D} \right)^{0.134} \quad (39)$$

Donde K se determina en función del tipo de material (*ver tabla: 5*)

Tabla 5	
Valores de k para calcular el coeficiente de pérdidas	
Material del tubo	k
tubo de acero (nuevo)	1.15
tubo de hierro fundido (nuevo)	2.50
tubo de acero corroído (en operación)	5.00
tubo plástico	0.50

1.4.9. Válvulas para tuberías de presión ¹¹

Las válvulas controlan el paso de agua en la tubería de presión y las hay de diferentes tipos. Para el caso de las minicentrales hidráulicas se utilizan con mayor frecuencia las válvulas de compuerta y de mariposa. De estas dos, las de compuerta son las más usadas.

Por lo general, las válvulas están instaladas inmediatamente antes de la turbina pero en ciertos casos se encuentran a la entrada de la tubería de presión.

Válvula de compuerta

Una válvula de compuerta (*figura 13*) consiste básicamente de un disco metálico que sube y baja a voluntad y que está ubicado en el cuerpo de la válvula. A presiones elevadas o con válvulas de gran diámetro se precisa de una fuerza importante para operarlas y vencer las fuerzas de fricción en la válvula.



Válvula-Compuerta Fig. 13

Por esta razón, cuando se coloca una válvula de compuerta grande en la parte inferior de la tubería de presión se coloca también una pequeña válvula de by pass para conectar el lado de alta presión con el de baja

¹¹ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru

presión. Si el lado de baja presión no está abierto a la atmósfera, habrá un aumento de presión que eventualmente igualará a la presión a ambos lados de la válvula, facilitando su apertura.

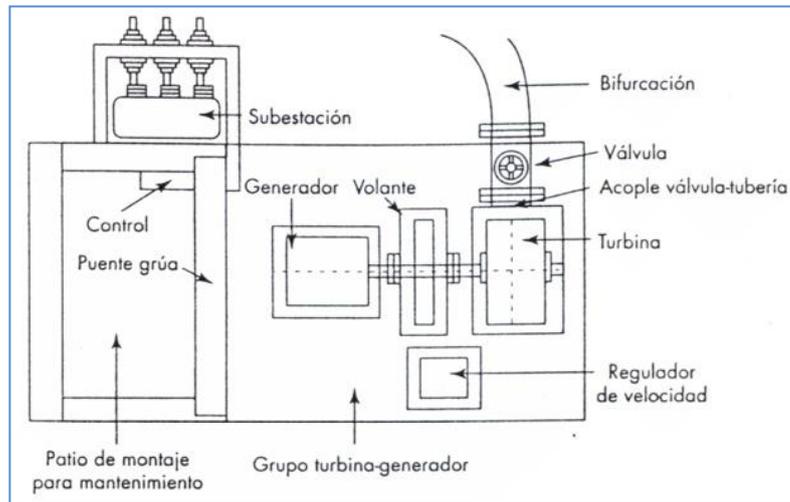
Válvula de mariposa.



Válvula-tipo Mariposa Fig. 14.

Básicamente se trata de una extensión de la tubería dentro de la cual se coloca un disco en forma de lente montado en un eje central. Para operar este tipo de válvula se requiere de poca fuerza, ya que la presión de contra corriente en cada mitad del disco está prácticamente balanceada. Debido a su diseño una válvula mariposa puede ser cerrada con facilidad. Es importante que sea serrada lentamente, a fin de no originar un golpe de ariete en la turbina.

1.4.10. Casa de máquinas



Casa de máquinas Fig. 15

“La casa de máquinas es una estructura civil que tiene la mayor parte del equipo electromecánico, donde se transforma la energía hidráulica del agua en energía mecánica y posteriormente en eléctrica. El diseño de la casa de máquina puede normalizarse en función de la posición del eje del grupo turbina-generador. Éste puede ser horizontal o vertical. Una ilustración de la casa de máquinas utilizando un grupo generador con eje horizontal se puede observar en la *figura 15.*”¹²

1.4.11. Turbina hidráulica

1.4.11.1. Definición

Llámesese turbina, un motor hidráulico consistente principalmente en una rueda constituida por una corona de conductos encorvados para que el agua los recoja total o parcialmente, experimentando pérdidas de velocidad o de

¹² Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



presión, que se traduzcan en las paredes o conductos en presiones normales a los radios de la rueda.

La causa que determina el movimiento rotatorio de la turbina, es simplemente, la acción o reacción del agua sobre la superficie curva de los alabes, que modifican la primitiva dirección del líquido.

1.4.11.2. Constitución de la turbina hidráulica

Las principales partes de que se compone toda turbina son:

Distribuidor.- Es un órgano constituido por uno o más conductos. Transforma toda o parte de la presión en velocidad, y orienta las partículas líquidas en las direcciones más oportunas para el mejor funcionamiento de las turbinas.

Rodete, rotor o rueda móvil.- Es un órgano móvil constituido por una rueda a la que están unidas una serie de paletas o álabes de forma apropiada, destinados a recoger la energía del agua y a transformarla en energía mecánica, disponible sobre el árbol motor.

Partes accesorias.- regulador, tubo de llegada, tubo de descarga o de aspiración, cubierta, soportes, palancas, etc. Sirven para el mejor funcionamiento y conservación del motor.

Las características de cada una de estas partes varían según el tipo de turbina.

1.4.11.3. Tipos de turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción. A estos dos grupos corresponden las turbinas modernas que hoy día se emplean en las centrales hidráulicas, sean estas pequeñas o grandes, en el **Anexo A 2** se puede observar la clasificación de acuerdo a sus características, así como caudal, salto o caída de agua y potencia.

1.4.11.4. Selección de la turbina

1.4.11.4.1. Potencia de la turbina

La potencia de la turbina tiene relación directa con la gravedad, el caudal, la altura bruta y las pérdidas en la tubería, la potencia generada se obtiene de las siguientes fórmulas:

$$P_G = \frac{P_T * \eta_G}{f_p} \quad (40)$$

$$P_T = g * Q * H * n_t \quad (41)$$

$$\eta_{GR} = \eta \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \quad (42)$$

Donde: P_G = potencia eléctrica en los bornes del generador.

P_T = potencia en el eje de la turbina, kW

Q = caudal de la turbina, m³/s.

H = altura bruta, m.

f_p = factor de potencia = 0.90

η_G = eficiencia del generador = 0.97

g = gravedad: 9.81 m/s².



1.4.11.4.2. Energía producible

Es la producción posible de una instalación hidroeléctrica, durante un periodo de tiempo determinado.

$$E_{\text{producible}} = g * Q * H * \eta * t \quad [kWh] \quad (43)$$

Donde:

$$E_{\text{producible}} = \text{energía producible, kWh.}$$

t = tiempo (según un año de trabajo es de alrededor de 8760 horas).

1.4.11.4.3. Selección rápida de la turbina hidroeléctrica

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una minicentral hidroeléctrica; utilizando el diagrama del **Anexo A 3**, en la que aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zona de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

1.4.11.5. Teoría de semejanza aplicada a turbinas hidráulicas

La teoría de la semejanza se aplica ampliamente en casi todas las ciencias. En hidráulica, que es el caso de análisis del presente trabajo, se utiliza para el diseño y estudio de comportamiento de máquinas tales como turbinas, bombas y otras.



1.4.11.5.1. Relaciones de semejanza para turbinas de diferentes dimensiones

Designando con los subíndices 1 y 2 el modelo y el prototipo, se deducen relaciones entre los diferentes parámetros de operación.

- Relación entre los caudales Q , el diámetro del rodete D y las revoluciones N .

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^3 \left(\frac{N_1}{N_2} \right) \quad (44)$$

- Relación entre los saltos hidráulicos H , el diámetro D y las revoluciones N .

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \quad (45)$$

- Relación entre las potencias P , el diámetro del rodete D y las revoluciones N .

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^5 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3 \quad (46)$$

En las turbinas hidráulicas con regímenes de trabajo semejantes existe la proporcionalidad entre el salto útil y la pérdida de carga dentro de la turbina, así como entre los caudales y las fugas. Por eso se puede considerar que al existir semejanza hidrodinámica en las turbinas, existe igualdad en sus rendimientos hidráulicos y volumétricos. El rendimiento mecánico varía algo al pasar de una turbina a otra a pesar de la semejanza, pero éste es alto



en comparación con el hidráulico y volumétrico, por lo que se puede considerar sin cometer gran error que el rendimiento total se mantiene constante.

1.4.11.5.2. Reacciones de semejanza para una misma turbina

Es importante conocer, por ejemplo, como se comportará una turbina que fue diseñada para un determinado salto hidráulico, cuando ésta se ponga a funcionar en otro. Puede también darse el caso, que la turbina deba acoplarse a un nuevo generador cuyas relaciones difieren de las anteriores. En estos casos y muchos otros, puede hacerse una predicción bastante exacta mediante las relaciones de semejanzas. Denotando por los subíndices 1 y 2 el paso de una condición de trabajo a la otra y $D_1 = D_2$ en las relaciones (4.44), (4.45), (4.46), obtenemos:

- Relación entre caudales y revoluciones.

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) \quad (47)$$

- Relación entre saltos y revoluciones.

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \quad (48)$$

- Relación entre potencias y revoluciones.

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^3 \quad (49)$$



1.4.11.6. Características de velocidad y rendimiento

1.4.11.6.1. Velocidad específica

A N_s se la conoce como velocidad específica. Todas las turbinas con idénticas proporciones geométricas, aunque los tamaños sean diferentes, tendrán una misma velocidad específica. Si el modelo se ha afinado para que el rendimiento hidráulico sea óptimo, todas las turbinas con la misma velocidad específica, tendrán también un rendimiento óptimo. El rodete girará a la velocidad específica N_s cuando esté funcionando con un caudal Q tal que produzca una potencia de 1kW con una altura de 1 m.

Las leyes de las semejanzas permiten deducir un criterio de gran importancia para el cálculo, diseño y clasificación racional de los diferentes tipos de turbinas hidráulicas por sus semejanzas. Ese criterio recibe el nombre de velocidad específica N_s , el cual se deduce de la siguiente manera:

Despejando $\frac{D_1}{D_2}$ de (45) y sustituyendo en (46).

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{H_1}{H_2} \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^{-2} \left(\frac{H_1}{H_2} \right)^{3/2} \quad (50)$$

De ahí:

$$N_1 = \frac{N_2 \sqrt{\frac{P_2}{P_1}}}{\left(\frac{H_2}{H_1} \right)^{5/4}} \quad (51)$$

Haciendo N_1 , H_1 , P_1 la velocidad, la carga y la potencia de una turbina patrón o modelo, en la cual $H_1= 1$ m de columna de agua; $P_1= 1$ CV, y le



llamaremos a $N_l = N_s$, velocidad específica, los parámetros H, P y N, corresponden al de cualquier máquina semejante:

$$N_s = \frac{N \sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (52)$$

De lo anterior se deduce que todas las máquinas, dentro de una misma serie de semejanza, tienen igual velocidad específica. En la práctica, las máquinas se agrupan según determinados rangos de velocidades específicas.

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección, más preciso sin duda que el más convencional y conocido de las envolventes operacionales que acabamos de mencionar.

Por regla general los fabricantes de equipos anuncian el valor N_s de sus turbinas. Gran número de estudios estadísticos sobre aprovechamientos muy diversos han permitido correlacionar, para cada tipo de turbina, la velocidad específica con la altura de salto neto.

En el Anexo A 4 se observa la clasificación de las turbinas en función de la velocidad específica y las alturas de los saltos hidráulicos con los cuales se obtienen los mejores resultados.

Todas las turbinas con idénticas proporciones geométricas, aunque los tamaños sean diferentes, tendrán una misma velocidad específica. Si el modelo se ha afinado para que el rendimiento hidráulico sea óptimo, todas las turbinas con la misma velocidad específica, tendrán también un rendimiento óptimo.



1.4.11.6.2. Velocidad de rotación

Según la ecuación de la velocidad específica, **la velocidad de rotación de una turbina** es función de su velocidad específica, de su potencia y de la altura del aprovechamiento.

En los pequeños aprovechamientos suelen emplearse generadores Standard, por lo que hay que seleccionar la turbina de forma que bien sea acoplada directamente o a través de un multiplicador, se alcance una velocidad de sincronismo.

1.4.11.6.3. Velocidad de embalamiento

Cuando, trabajando a plena potencia hidráulica, desaparece súbitamente la carga exterior, bien sea por corte del interruptor o por fallo en la excitación del alternador, la turbina aumenta su velocidad hasta alcanzar lo que se conoce como velocidad de embalamiento. Esa velocidad varía con el tipo de turbina, el ángulo de apertura del distribuidor y la altura de salto. En las turbinas Francis, Peltón, Banki y Turgo, esa relación varía entre 1,8 y 2. Hay que tener en cuenta que al aumentar la velocidad de embalamiento, se encarecen el multiplicador y el generador, que habrán de diseñarse para poder resistir las fuerzas de aceleración centrífuga correspondientes.

1.4.11.6.4. Rendimiento de las turbinas

Para cada tipo de turbina se toman como referencia para conocer la altura de salto unos puntos concretos, sin embargo por el momento no existe un código de cálculo que establezca de forma unívoca la altura de salto de cara a hallar el rendimiento de una turbina de flujo cruzado, por lo que hay que extremar las precauciones cuando se comparan soluciones en las que intervienen turbinas. En todo caso midiendo la altura de salto con el mismo

criterio que en las turbinas Peltón, su rendimiento rara vez supera el 84%. Para estimar el rendimiento global del grupo turbo-generador hay que multiplicar el de la turbina por el del multiplicador (si es que existe) y por el del generador. De tal forma que el rendimiento del grupo generador estaría determinado por la siguiente expresión.

$$\eta = \eta_{turbina} * \eta_{generador} * \eta_{tuberia} \quad (53)$$

Donde:

$$\eta_{turbina} = 0.85$$

$$\eta_{generador} = 0.90$$

$$\eta_{tuberia} = 0.92$$

1.4.11.7. Curvas características

Las curvas características de una turbina hidráulica representan el comportamiento de la máquina frente a las condiciones variables de servicio. Se obtiene mediante el ensayo experimental. Los ensayos que generalmente se practican son los siguientes:

- Ensayo bajo salto y velocidad de rotación constante y caudal variable.
- Ensayo bajo salto y apertura del distribuidor constante y velocidad variable.

1.4.11.7.1. Ensayo bajo salto, velocidad de rotación constante y caudal variable

Este ensayo constituye la base para las pruebas de recepción de una central. Los resultados de los ensayos se basan en la ecuación:

$$P_{tur} = g * Q * \rho * h_{neta} * \eta_{tur} \quad (54)$$

De donde:

$$\eta_{tur} = \frac{P_{tur}}{\rho * g * Q * h_{neta}} \quad (55)$$

$$\eta_{tur} = \frac{T * w}{\rho * g * Q * h_{neta}} \quad (56)$$

La potencia al eje se puede medir directamente, midiendo el torque T , usando un freno (mecánico, hidráulico, etc.) o un dinamómetro (por ejemplo: de torsión), o indirectamente, cuando la turbina está acoplada o puede acoplarse a un generador eléctrico, añadiendo a la potencia eléctrica de salida del generador las pérdidas eléctricas y mecánicas.

El salto $neta$ y la densidad del agua ρ son conocidos. El caudal Q se varía a través del distribuidor (variando la carrera de la aguja en las turbinas Peltón); se determinan usando los diferentes métodos de medición de caudal (vertederos, correndómetros, solución de sal, etc.) La velocidad de rotación w se mide mediante un tacómetro o un estroboscopio. Los resultados de este ensayo se pueden ver en el **Anexo A 5**, donde se représenla la eficiencia y la potencia en función del caudal.

Se puede observar comparativamente que cada turbina posee un caudal mínimo Q_0 para vencer las pérdidas internas y externas. Respecto al perfil de la curva de eficiencia, en las turbinas Peltón y Michell-Banki se mantiene una buena eficiencia a cargas parciales.

Asimismo, todas las turbinas presentan un punto de máxima eficiencia que corresponde al punto de diseño, y un punto de operación a plena carga que



se obtiene para la máxima apertura del distribuidor donde la eficiencia es algo menor que la eficiencia máxima.

1.4.11.7.2. Ensayo a condiciones de salto y apertura del distribuidor constante y velocidad de rotación variable

En el **Anexo A 6**, muestra los resultados de este ensayo. Se puede observar que la curva del torque, empieza en un valor máximo (T_{max}) para velocidad $N = 0$ rpm y decrece linealmente hasta el valor $T = 0$, donde se alcanza la velocidad de embalamiento N_e , punto en el cual la turbina opera sin carga, pero con un caudal finito. En el caso de las grandes centrales, los mecanismos de regulación deben sacar a la turbina de esta situación por los grandes esfuerzos a que se somete la turbina y los riesgos en el devanado del generador. Por ejemplo, en las turbinas Peltón actúan en secuencia, primero la placa deflectora desviando el chorro hacia el desagüe, y luego la aguja que cierra lentamente, en muchos casos en las turbinas pequeñas, se evita tales dispositivos de seguridad y más bien se asegura que el generador soporte el embalamiento sin deteriorarse.

La velocidad de embalamiento en la turbina Peltón se estima en un rango de 1,8 a 1,9 la velocidad normal de rotación. Las curvas de potencia y eficiencia poseen una forma parabólica y alcanzan su mayor valor alrededor del 50% de la velocidad de embalamiento. En esta última condición la eficiencia es cero.

Inicialmente, se debe calcular la potencia de la turbina a través de la ecuación (54), estará en CV (caballos vapor). Para calcular la velocidad específica de la turbina se considera la cantidad de revoluciones por minuto que podría necesitar el generador en un rango de velocidad de rotación que comprende 900, 1200, 1800, 3000.

Seguidamente se aplica la ecuación (51), con la velocidad específica, se elige la turbina tomando como referencia al **Anexo A 4** También como un criterio de selección de turbinas se utiliza el monograma de turbinas en función del salto y caudal según **Anexo A 3**.

1.4.11.8. Descripción de la turbina Francis de eje horizontal ¹³

Son turbinas de reacción de flujo radial y admisión total, muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. En las turbinas Francis rápidas la admisión sigue siendo radial, pero la salida tiende a ser axial. **La figura 16** muestra una turbina Francis de eje horizontal con el tubo de aspiración en primer plano. Obsérvese como la turbina está fuertemente encastrada en el hormigón para evitar las vibraciones a bajo régimen.



Turbina Francis de eje horizontal. Fig. 16.



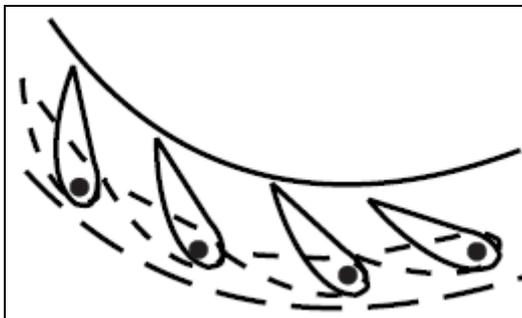
Eje de una turbina Francis Fig. 17

En estas turbinas el agua se desplaza como encauzada en una conducción forzada, pasando del distribuidor –fijo al rodete -móvil- al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera. En el **Anexo A 7** se muestra una turbina Francis de eje horizontal en la que puede verse como los alabes distribuidores que regulan el caudal de agua que entra

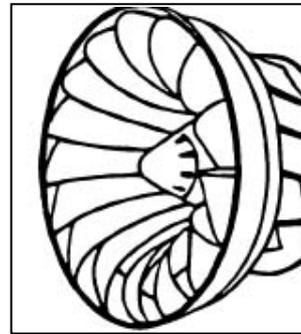
¹³ PDF Manual de pequeña hidráulica

al rodete giran accionados mediante bielas accionadas por un anillo exterior que sincroniza su movimiento. Destaca la importancia de la carcasa y su caracol, en contraste con la envoltura de una Peltón. **En la figura 17**, se aprecian los ejes de giro de los alabes del distribuidor y las bielas conectadas al anillo de accionamiento.

La figura 18 muestra los alabes en posición abierta (1) y en posición cerrada (2). En esta última posición la extremidad de un alabe se apoya completamente sobre el flanco del anterior, cerrando prácticamente el paso del agua al rodete.



Alabes posición abierto-cerrado Fig. 18



Rodete de la turbina Francis Fig. 19

Las turbinas Francis pueden ser de cámara abierta - generalmente para saltos de poca altura o de cámara en espiral. En las turbinas con cámara en espiral, la carcasa, dependiendo del tamaño, se construye en hormigón armado, en acero soldado o en hierro fundido. Al ser uniforme el volumen de agua que llega a cada alabe del distribuidor, el caudal que pasa por cada sección del caracol es proporcional al arco que le queda por abastecer.

En la figura 19 se ve, en perspectiva, un rodete de turbina Francis, visto por la sección de salida. Estos alabes, cuando son pequeños suelen fabricarse en fundición de bronce al aluminio formando un solo cuerpo con el cubo. Cuando los rodetes son grandes los alabes, generalmente en chapa de acero inoxidable, se sueldan al cubo y a la llanta, generalmente en acero fundido.



En las turbinas de reacción, el agua a la salida del rodete, pasa antes de llegar al canal de descarga, por un tubo de aspiración o difusor, cuya misión es recuperar parte de la energía cinética contenida en el agua que abandona el rodete a una velocidad elevada.

Para disminuir la velocidad con que el agua llega al canal de descarga - la pérdida cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad - se aumenta la sección de salida del difusor adoptando un perfil cónico. Su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica porque el agua sale de estos rodetes a una velocidad especialmente elevada.

En turbinas de eje horizontal es importante que el cuerpo de la turbina esté perfectamente anclado en bloques de hormigón para evitar que las vibraciones limiten su campo de funcionamiento.

1.4.12. Generadores de corriente alterna

1.4.12.1. Generalidades

Una gran cantidad de la generación de corriente eléctrica producida por máquinas dinamos eléctricas es alterna. A raíz de esto, el generador de corriente alterna o alternador es el medio más importante en la producción eléctrica. Todos los generadores eléctricos, sean de CC o CA, dependen de la bobina que atraviesa un campo magnético o de un campo magnético que atraviesa una bobina. Mientras exista movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético siempre se generará voltaje.



1.4.12.2. Principios de generación eléctrica ¹⁴

Inducción electromagnética.

Sea un campo magnético Φ , cuya unidad es el Weber, formado por líneas continuas de flujo emergiendo desde el polo norte y entrando al polo sur, (un polo p , es la unidad de carga magnética). Una o más bobinas cada cual de una o más espiras o vueltas N , ubicadas entre ambos polos. Al variar el número de líneas de flujo que abrazan a estas bobinas, se inducen o crean en ellas una tensión en voltios denominada fuerza electromotriz –FEM-, que es designada con el símbolo E .

Los elementos así formados que dan lugar a una máquina eléctrica rotativa son:

Campo o inductor.- formado por líneas de flujo Φ , se genera a partir del movimiento relativo entre el bobinado y un campo magnético.

Armadura.- Que es la bobina o bobinas de N vueltas en cuyos extremos se presentan la tensión.

En este caso, la variación de líneas de flujo es causada por el movimiento relativo a la velocidad n en RPM (revoluciones por minuto), aplicado por el giro del rodete de la turbina a unos de los elementos anteriores.

Según el elemento al cual se le aplica el movimiento giratorio, los sistemas son:

¹⁴ Intermediate Technology Development Group, ITDG-Peru



De armadura rotativa y campo estático.- Si las bobinas a las que se les induce tensión son las que giran ejemplo, generador de corriente continua convencional.

De campo Rotativo y armadura estática. Si el campo es el que gira y las bobinas a quienes se les induce tensión permanecen, estáticas, por ejemplo, el generador síncrono y asíncrono.

Comúnmente al elemento estático se le llama estator, y al elemento rotativo, rotor. *En el Anexo A 8* se puede observar que la frecuencia del pulso eléctrico alterno depende directamente de la velocidad de giro de la máquina y cumple con la relación:

$$f(\text{Hz}) = \frac{n(\text{rpm}) \times p(\text{polos})}{120} \quad (57)$$

La máquina más elemental tiene sólo dos polos, las más avanzadas tienen mayor número de polos.

El principio de inducción electromagnética se puede expresar por la relación:

$$E(V) = k_1 \times N \times f(\text{Hz}) \times \phi(\text{Wb}) \quad (58)$$

Donde:

K_1 es un factor de proporciones y unidades.

1.4.12.3. Componentes de un generador

Los principales componentes de un generador son:

- Circuito magnético.



- Circuito eléctrico.
- Sistema de enfriamiento.
- Soporte mecánico:
 - Carcasa.
 - Soporte de cojinetes.
 - Cojinetes.
- Ejes.

1.4.12.4. Tipo de generador de corriente alterna o alternador

1.4.12.4.1. Generador sincrónico

1.4.12.4.1.1. Principio de funcionamiento

Cuando se haga girar una bobina en un campo magnético homogéneo con frecuencia de giro constante se inducirá en ella una tensión senoidal. El campo magnético puede generarse mediante bobinas recorridas por corriente continua o mediante imanes permanentes. En este tipo de maquina los polos magnéticos se encuentran en el elemento exterior que es el estator. Por ello se denomina maquinas de polos exteriores o alternador de inducido móvil, pues en él las bobinas donde se induce la tensión, o sea el inducido, se encuentra en el rotor. Por tanto en este tipo de maquinas la energía eléctrica se genera en el rotor, del que deberá tomarse a través de anillos rozantes y escobillas de carbón.

En las máquinas de inductor móvil (de polos interiores) el campo magnético se obtiene mediante los polos del rotor, que en este caso es el inductor. En el devanado del estator (inducido en este caso) se induce una tensión alterna, que será senoidal si la inducción magnética en el entrehierro está distribuida senoidalmente y el rotor gire con velocidad constante. Esta distribución senoidal en el entrehierro se logra en las máquinas de ruedas



polares, dándole una forma especial a las zapatas polares, y en las máquinas de rotor liso o turboalternadores, disponiendo los diferentes devanados del inductor retórico de forma especial.

En las máquinas de inductor móvil, cuando no se emplea imanes permanentes sino electroimanes, deberá suministrarse a través de anillos rozantes y escobillas de carbón la potencia de excitación necesaria para la creación del campo magnético en las bobinas del rotor.

Cuando la máquina de inductor móvil tenga en el estator tres bobinas desplazadas 120° entre sí se obtendrán corrientes trifásicas. Si el rotor tuviera más de dos pares de polos se debería construir el estator con devanados polifásicos, al igual que los motores asíncronos trifásicos.

Los generadores síncronos se fabrican para potencias desde algunos VA hasta varios GVA. La potencia se indica en VA como en los transformadores porque el factor de potencia $\cos \varphi$ depende de la carga y la maquina esta dimensionada para una determinada intensidad de corriente y una determinada tensión.

El devanado del estator se encuentra localizado en las ranuras del paquete de chapas estatóricas. Los generadores de gran tamaño se refrigeran directamente mediante agua o gas, mientras que los de tamaño menor poseen devanados semejantes a las maquinas asíncronas de igual tamaño.

La construcción del rotor depende de la frecuencia de giro de la máquina de impulsión, de la frecuencia y de la potencia nominal del generador. Los generadores de las centrales eléctricas de potencia para frecuencias de giro superiores a 1500 r.p.m., potencias de más de 10MVA y frecuencia de red de 60Hz están sometidos a grandes esfuerzos mecánicos, por lo que posee un rotor de polos lisos (cilindro). Este tipo de máquina se llama



turbogeneradores. Por debajo del límite de potencia mencionado y para menores frecuencias de giro se utilizan **rotores de polos salientes**, también llamados **ruedas polares**.

Para caer el campo magnético de todo generador se precisa una potencia de excitación que se genera mediante un generador de tamaño menor acoplado al eje principal (excitación propia). Puede ser o bien una excitatriz, o sea, un generador de continua autoexcitado, o, para potencias grandes, un generador (excitatriz principal) que recibe a su vez su propia corriente de excitación de un tercer generador de continuo, también acoplado al eje principal y auto excitado (excitatriz auxiliar o piloto).

1.4.12.4.1.2. Velocidad sincrónica

La velocidad sincrónica es la velocidad de giro de la máquina en rpm, que permanece invariable y origina en la corriente alterna la frecuencia síncrona normalizada. La velocidad rotativa es dada por la máquina, en este caso la turbina hidráulica.

Las frecuencias sincrónicas normalizadas son 50 Hz y 60Hz. La velocidad sincrónica deducible de la frecuencia f (Hz) y el número de polos p de la máquina se expresa de la formula:

$$n_s (rpm) = \frac{120 \times f (Hz)}{p} \quad (59)$$

En la tabla 6, se puede apreciar la velocidad sincrónica en función de la frecuencia y el número de polos.

Tabla. 6 velocidad sincrónica por el número de polos.

Frecuencia	Polos	Velocidad sincrónica (rpm)
50	2	3000
	4	1500
	6	1000
	8	750
	10	600
	12	500
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

Observando la formula (59), se puede fácilmente deducir que cuando la turbina de accionamiento tiene una velocidad baja, se requerirá un gran número de polos en el rotor del generador y por lo tanto aumentarán las dimensiones físicas del mismo; en el caso inverso se disminuirán el número de polos y por ende el tamaño del generador.

1.4.13. Regulación de la velocidad

El tipo de control de regulación de la velocidad de la turbina, es otro dato que se necesita tener en cuenta para el diseño eléctrico de la central.

Dependiendo del tipo de regulación de velocidad a utilizar, el diseñador deberá considerar el equipo eléctrico que involucra, la ubicación física de los mismos, su forma de funcionamiento, etc.



“Pequeñas centrales hidroeléctricas de procedencia China, montadas por el ex INECEL, en algunos sectores rurales del país, utilizan reguladores de velocidad del tipo óleo-mecánico. Este tipo de reguladores involucra principalmente el siguiente equipo eléctrico:

- Un generador de imanes permanentes, para alimentar el motor de péndulo del regulador de velocidad, que es quien sensa el estado de la velocidad de la turbina y permite al sistema hidromecánico del regulador accionar, a fin de corregirla y mantenerla en su valor nominal de trabajo.
- Una bomba eléctrica, para mantener la presión de aceite del sistema hidráulico, en un valor pre establecido.
- Una válvula electromagnética accionada con corriente continua, para parada emergente de la turbina. Actúa sobre el sistema hidráulico del regulador de velocidad y permite el cierre de los álabes de la turbina.
- Motores de corriente continua, para operación automática de apertura y cierre de álabes y ajuste de velocidad, etc.

En la actualidad, las minicentrales de hasta 200 KW, utilizan preferentemente regulación de velocidad del tipo de control eléctrico-electrónico con disipación de carga, que tiene principios diferentes a los reguladores de velocidad de control positivo de flujo (oleo-mecánicos y electro-hidráulicos) y que a parte de las mejoras técnicas que proporciona, permite reducir costos.

El sistema de control de velocidad de la turbina del tipo eléctrico-electrónico con disipación de carga, involucra los siguientes componentes eléctricos:

- Un sistema de fuerza compuesto por un conjunto de elementos de electrónica de potencia TRIAC ó SCR.
- Un banco de resistencias eléctricas de la capacidad nominal de la central.
- Un sistema electrónico de control y supervisión.



La adopción de este último sistema de regulación de velocidad, permite una mayor participación del diseñador eléctrico, por cuanto se requiere establecer mayores espacios para el montaje del sistema y contemplar elementos de mando, medida y protección adicionales.”¹⁵

1.4.14. Subestaciones

Es el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, de la potencia y tensión que manejan estas pueden ser:

- Subestaciones variadoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).
- Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.
- Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23kV.
- Subestación de distribución secundaria. Debajo de 23 kV.

1.4.14.1. Tipos de subestaciones

- **Subestación blindada con aislamiento gaseoso.-** Subestación formada únicamente como una envolvente metálica con aislamiento gaseoso.
- **Subestación interior.-** Subestación protegida de condiciones ambientales externas instalada dentro de una edificación.

¹⁵ Escuela Politécnica Nacional (Facultad Ingeniería Eléctrica)



- **Subestación en cabina.-** Subestación compacta, generalmente prefabricada y utilizada únicamente con fines de distribución.
- **Subestación subterránea.-** Subestación de distribución en exteriores instalada en uno o más postes.
- **Subestación compacta.-** Subestación en la cual el transformador y los dispositivos de protección y maniobra son herméticos y van instalados como una unidad. Pueden ser de tipo pedestal si se instalan a nivel del suelo sobre una base de concreto, o de tipo bóveda si se instalan debajo del nivel del suelo.
- **Subestación compacta subterránea.-** Transformador compacto con los dispositivos de maniobra y protección incorporados, instalados en una bóveda subterránea. Los tableros de distribución y de control se encuentran en un murete a nivel del piso.
- **Subestación compacta pedestal.-** Transformador compacto con los dispositivos de maniobra y protección incorporados, instalados sobre una base de concreto a nivel del piso, en la que se ha previsto un área circundante para maniobras y trabajo.



CAPITULO 2

DIAGNOSTICO DE LAS OBRAS CIVILES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID

2.1. ANTECEDENTES

El proyecto de generación hidroeléctrica Valladolid fue diseñado y construido por la Unidad de Pequeñas Centrales hidroeléctricas del EX-INECEL en año de 1.984, se localiza a 1600 msnm y aprovecha el cause del río del mismo nombre.

Éste proyecto se encuentra en la parroquia Valladolid, Cantón Palanda, Provincia de Zamora Chinchipe y tiene una longitud aproximada de 520m de infraestructura civil.

La generación de energía de la minicentral hidroeléctrica Valladolid fue hasta el año de 1998 por fallo en el tablero de control produciéndose una sobre velocidad de la unidad que destruyó el generador quedando su infraestructura civil en perfectas condiciones.

Es por ello que el presente diagnóstico de las obras civiles de la minicentral hidroeléctrica Valladolid, nos permitirá determinar si están en condiciones para captar un caudal para la generación eléctrica; e interconectarse al Alimentador Primario Trifásicos de la E.E.R.S.S.A. a 22000 V.



2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto Valladolid construido por el INECEL en 1984, aprovecha las aguas del río Valladolid, con una captación con azud y rejilla de entrada lateral, conducción por canal rectangular embaulado, obras de desarenación, desripador, aliviaderos, tanque de presión, tubería de presión de acero, anclajes, apoyos, casa de máquina, casa de disipadores y obras de restitución.

2.3. LEVANTAMIENTO FÍSICO, INVENTARIO Y DIAGNOSTICO DE LAS OBRAS

Mediante visitas técnicas, mediciones, levantamientos topográficos y de planimetría en el sitio de las obras, se procede a describir sus componentes.

2.3.1. Captación

La central cuenta con una obra de captación, que consiste en un azud de 17.50 m de longitud, provisto de una compuerta lateral de limpieza que permite la eliminación de los sedimentos, según se aprecia en la **fotografía 1**. La rejilla de admisión se encuentra a 0.80 m del fondo del río, tiene un ancho de 3 m y una altura de entrada de agua de 0.75 m. La aducción se realiza mediante un canal provisto de una compuerta de 1.60 por 0.80 m. este canal cuenta con un vertedero de 15 m de longitud para excesos de caudal. (*Ver fotografía 2*).



Fotografía 1
Obras de captación
Azud y compuerta de limpieza



Fotografía 2
Canal de conducción, con
vertedero y rejilla

DIMENSIONAMIENTO DE LA BOCATOMA DE ENTRADA.

Para el cálculo de la bocatoma lateral del proyecto Valladolid se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

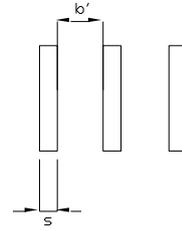
a) Datos de la rejilla de entrada.

DATOS DE LA REJILLA DE ENTRADA

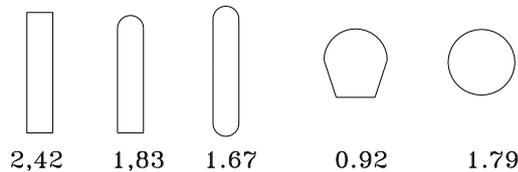
S= ancho de los barrotes.

e=espesor de los barrotes

b'=separación entre barrotes



(u) coeficiente de contracción según el tipo de rejilla



Angulo de inclinación de la rejilla recomendable:

$$\text{Angulo} = 20^\circ$$

b) Altura del umbral.

El umbral o altura de la rejilla de entrada debe estar comprendida entre (0.60m – 0.80m), por motivo de calculo se asume el máximo valor.

$$Y_1 = 0.80m$$

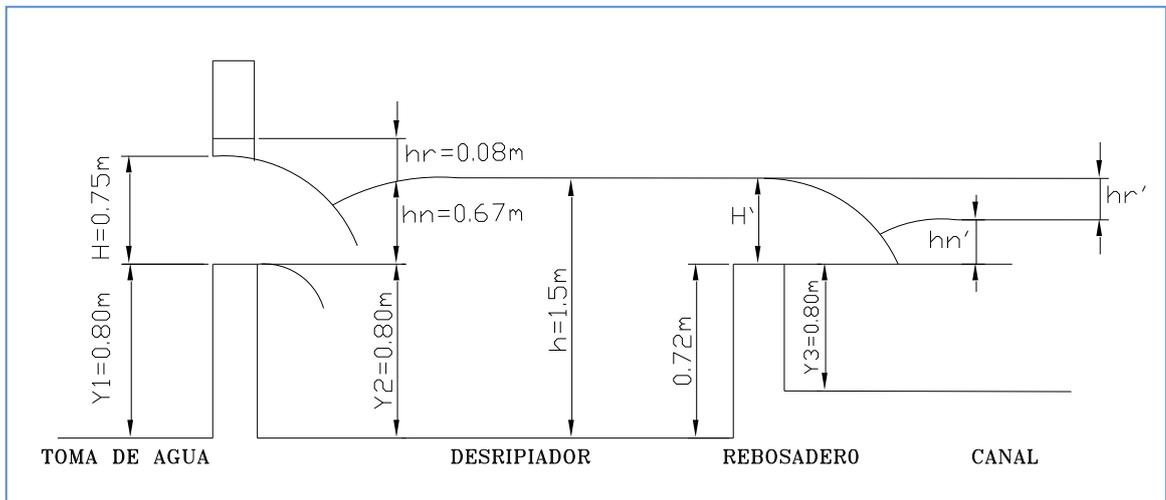
c) Altura de entrada del agua.

Según las diferencias de alturas tomadas en el proyecto *ver Anexo B 1* se obtiene la altura de agua equivalente a:

$$H = 0.75m$$

d) Desnivel entre las superficies de agua.

El desnivel entre las superficies de agua se determina mediante *la figura 20* en donde:



Desnivel entre superficies de agua Fig. 20

La velocidad del agua a la entrada de la rejilla debe estar comprendida entre $(0.7\text{ m/s} - 1\text{ m/s})$, por motivo de cálculos se asume el máximo valor.

$$Ve = 1\text{m} / \text{s}$$

$$hr = K_1 \frac{V_e^2}{2g}$$

$$hr = (1.5328) \frac{(1\text{m} / \text{s})^2}{2 * 9.81\text{m} / \text{s}^2}$$

$$hr = 0.08\text{m}$$



Donde:

$$K_1 = \mu \left(\frac{s}{e} \right)^{4/3} \text{sen } \alpha$$

$$K_1 = (2.42) \left[\frac{0.0254m}{0.016m} \right]^{4/3} \text{sen } 20^\circ$$

$$K_1 = 1.5328$$

e) La elevación de la cresta sobre el fondo aguas abajo.

$$Y_2 = 0.8m$$

f) El ancho de los barros.

$$s = 0.0254m .$$

g) La separación entre los barros.

$$b' = 0.03m$$

h) La altura de la toma de agua.

$$H' = 0.80m$$

i) Ancho de la toma de agua.

$$b_1 = 1,60m$$

j) La elevación del agua bajo el vertedero sobre la cresta.

$$hn = H - hr$$

$$hn = (0.75m - 0.08m)$$

$$hn = 0.67m$$



- k) Por ser un vertedero sumergido se obtiene S y M según las formulas de Bazin.

$$s = (1.05) \left[1 + (0.20) \frac{(0.67m)}{(0.80m)} \right] \sqrt[3]{\frac{(0.08m)}{(0.75m)}}$$

$$s = 0.58$$

$$M = \left[(0.407) + \frac{(0.045)(0.75m)}{(0.75m + 0.80m)} \right] \left[1 + (0.285) \left(\frac{(0.75m)}{(0.75m + 0.80m)} \right)^2 \right] \sqrt{(2)(9.81m/s^2)}$$

$$M = 2.02$$

- l) Se toma un coeficiente adimensional k por perdida en los barrotes igual a 0.9, de tal forma que el caudal a capta la bocatoma de entrada es:

$$Q_{diseño} = b_1 * k * s * M * H^{3/2}$$

$$Q_{diseño} = (1.60m)(0.90)(0.58)(2.02)(0.75m)^{3/2}$$

$$Q_{diseño} = 1.1m^3 / s$$

- m) Número de espacios entre barrotes.

$$n = \frac{b_1}{b}$$

$$n = \frac{(1.60m)}{(0.03m)}$$

$$n = 53$$



n) Número de barrotes.

$$N = n - 1$$

$$N = 53 - 1$$

$$N = 52$$

o) Ancho total de la rejilla de la toma de agua.

$$B = b_1 + N * s$$

$$B = (1.60m) + (52)(0.0254m)$$

$$B = 2.9m$$

$$B = 3m$$

Los 3m es la longitud total de la rejilla que capta el caudal y lo introduce a la toma de entrada.

p) Altura de agua en el desarenador.

$$h = Y_2 + hn$$

$$h = (0.80m + 0.67m)$$

$$h = 1.5m$$

2.3.2. Desripiador

La captación del agua cuenta con una cámara desripiadora de 28 m de longitud y 1.20 m de ancho, con una altura de agua equivalente a 1.5m y una pendiente aproximadamente de 0.043 (*ver fotografía 3*). Destinada a retener los sedimentos acumulados que ingresan por la bocatoma lateral. **Anexo B 2.** La evacuación del sedimento acumulado se lo realiza mediante

una compuerta de lavado de 1.60 m por 0.50 m aproximadamente. Además el desripiador cuenta con un rebosadero de entrada hacia el desarenador de 1.35 m de alto por 0.60 m de ancho, colocado a una altura de 1.20 m desde el suelo del desripiador, el ingreso del agua al desarenador se lo realiza mediante una rejilla de entrada (*ver fotografía 4*).



Fotografía 3
Obras de captación
desripiador



Fotografía 4
Obras de captación compuerta de
limpieza y rejilla de entrada al
desarenador.

2.3.3. Desarenador

Esta estructura, ubicada a continuación del desripiador, tiene un canal de conducción de 8.5 m de longitud por 1.20 m de ancho que comunica al desripiador con el desarenador. Una compuerta de entrada al desarenador, permite retener el caudal y desviarlo hacia otra compuerta auxiliar que conduce directamente el caudal captado hasta el canal del conducción (*ver fotografía 5*).

La entrada al desarenador tiene una transición de 4 m de longitud y un pendiente de 10°; un ancho de 3 m y una longitud de 13.4 m permitiendo reducir la velocidad del agua y que los sedimentos en suspensión se

depositen en la cámara de sedimentación de 2.8 m de longitud. Para impedir el paso de sólidos en suspensión en el agua, se coloca una rejilla a la salida del desarenador. El desarenador tiene una altura promedio de 2.30 m y cuenta con un vertedero lateral izquierdo de 15m de longitud conectado a un canal paralelo el cual desaloja el caudal excedente hacia el río Valladolid. *(ver fotografías 6 y 7).*



Fotografía 5
Obras de captación
Compuerta de entrada
al desarenador.



Fotografía 6
Desarenador y
aliviaderos



Fotografía 7
Obras de captación
desarenador y rejilla
de salida.

DIMENSIONAMIENTO DEL DESARENADOR.

El proyecto requiere una obra que elimine los sedimentos en suspensión en el caudal a través de un desarenador. Para su dimensionamiento se conoce que el caudal de diseño es de: **Ver Anexo B 3.**

$$Q_{\text{diseño}} = 1.1 \text{ m}^3 / \text{s}$$

y la altura neta es de:

$$H = 28.5 \text{ m}$$



El canal que empalma con el desarenador es rectangular.

Para esta condición de altura se requiere captar un grano límite del siguiente diámetro:

$$d_{\text{lím}} = (0.1 - 0.2)mm$$

Se elige un diámetro de:

$$d_{\text{lím}} = 0.05mm$$

La velocidad de sedimentación para este diámetro de partícula (véase tabla 4.2) es igual a:

$$V_s = 0.178m/s$$

La velocidad horizontal oscila entre:

$$V_d = (0.1 - 0.9)m/s$$

Se elige una velocidad igual a:

$$V_d = 0.9m/s$$

La profundidad media del desarenador es de:

$$h = 2.30m$$

El empuje ascensional es igual a:

$$W = 0.152V_s$$

$$W = (0.152)(0.178m/s)$$

$$W = 0.0271m/s$$



La longitud del desarenador es igual a:

$$L = \frac{Vd * h}{V_s - W}$$

$$L = \frac{(0.9m/s)(2.30m)}{(0.178m/s) - (0.0271m/s)}$$

$$L = 13.71m$$

Determinar los tiempos de decantación y sedimentación de la partícula y observar que cumpla con la expresión. $t_d \geq t_s$, si no cumple se varia la profundidad del desarenador.

Tiempo de decantación:

$$t_d = \frac{L}{Vd}$$

$$t_d = \frac{13.71m}{0.9m/s}$$

$$t_d = 15.23seg$$

Tiempo de sedimentación:

$$t_s = \frac{h}{V_s - W}$$

$$t_s = \frac{2.30m}{(0.178m/s) - (0.0271m/s)}$$

$$t_s = 15.23seg$$



Según datos tomados del proyecto se obtiene un acho de 3m y una pendiente de 0.20 Entonces:

$$B = 3m$$

$$tg \alpha = 11.31^\circ$$

Se determina la transición de entrada l y determinar si cumple con

la expresión $l < \frac{L}{3}$.

$$l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} \leq \frac{1}{3} L$$

$$l = \frac{3m - 1.20m}{2 \tan 11.31^\circ} \leq \frac{13.71m}{3}$$

$$l = 4.49m \leq 4.57m$$

Para el cálculo del aliviadero del desarenador se debe conocer los siguientes parámetros:

$b_v = 12m$ Longitud del aliviadero.

$h_v = 0.20m$ Altura del aliviadero.

$M = 0.5$ Coeficiente para un vertedero de cresta gruesa.

$$Q_v = \frac{2}{3} * M * b_v * \sqrt{2g} * h_v^{3/2}$$

$$Q_v = \frac{2}{3} (0.5) (12m) (\sqrt{2 * 9.81m/s^2} (0.20m)^{3/2})$$

$$Q_v = 1.58m^3 / s$$

$$A_v = b_v * h_v$$

$$A_v = (12m)(0.20m)$$

$$A_v = 2.40m^2$$

$$V_v = \frac{Q_v}{A_v}$$

$$V_v = \frac{1.58m^3 / s}{2.40m^2}$$

$$V_v = 0.65m / s$$

2.3.4. Conducción

A la salida del desarenador inicia la conducción del caudal captado hacia el tanque de presión con un canal revestido, de sección rectangular de 1.00 m de ancho por 0.95 m de altura y una pendiente promedio de 0.004 aproximadamente *ver Anexo B 4 y 5*.

La conducción se desarrolla en 510m de canal, a lo largo de la zona este de la población de Valladolid. Por este motivo el canal esta cubierto con losetas de hormigón armado, sobre las cuales se ha reconvertido el terreno para cultivo. *Fotografía 8 y 9*.



*Fotografía 8
Obras de conducción
canal a la salida del
desarenador.*



*Fotografía 9
Obras de conducción
canal embaulado de
510 m de longitud.*

DIMENSIONAMIENTO DEL CANAL DE CONDUCCIÓN.

Para el dimensionamiento del canal de conducción se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

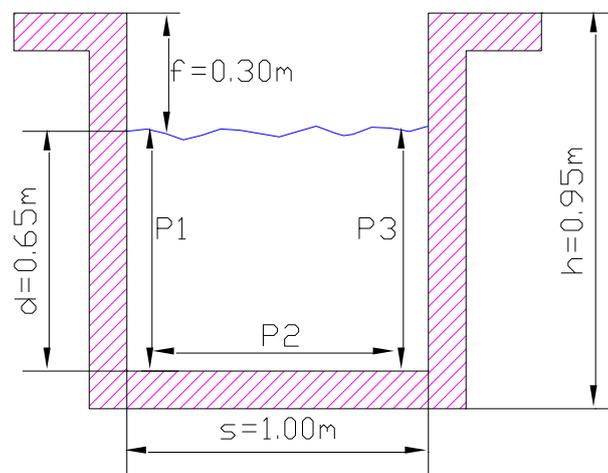
$d = 0.65\text{m}$ calado

$s = 1.00\text{m}$ solera

$f = 0.30\text{m}$ altura de seguridad para que el caudal no sobresalga el canal.

$j = 0.004$ Pendiente del canal

$\eta = 0.015$ Máx. Coeficiente que depende el tipo de material según la **tabla 3**.





Se determina el área hidráulica.

$$A_h = d * s$$

$$A_h = (0.65m)(1.00m)$$

$$A_h = 0.65m^2$$

Se determina el perímetro mojado.

$$P_{mojado} = P_1 + P_2 + P_3$$

$$P_{mojado} = (0.65m) + (1.00m) + (0.65m)$$

$$P_{mojado} = 2.3m$$

Se determina el radio hidráulico.

$$R_h = \frac{A_h}{P_{mojado}}$$

$$R_h = \frac{(0.65m^2)}{(2.3m)}$$

$$R_h = 0.283m$$



Se determina la velocidad del canal.

$$V_{canal} = \frac{1}{n} * R_h^{2/3} * j^{1/2}$$

$$V_{canal} = \left(\frac{1}{0.015} \right) * (0.283m)^{2/3} * (0.004)^{1/2}$$

$$V_{canal} = 1.815m / s$$

Se determina el caudal a conducir por el canal.

$$Q_{canal} = A_h * V_{canal}$$

$$Q_{canal} = (0.65m^2)(1.815m / s)$$

$$Q_{canal} = 1.17m^3 / s$$

2.3.5. Tanque de presión

Luego de la conducción del caudal por el canal embaulado del proyecto, este llega hasta el tanque de presión con una sección rectangular de 1.00 m de ancho y 0.95 m de alto. El tanque de presión (**Ver Anexo B 6**) cuenta al inicio con una transición de 5 m de longitud y un ancho variable de 1.00 m a 3 m, con una pendiente aproximada de 0.005; el tanque propiamente dicho, tiene una longitud total de 11 m y un ancho de 3 m. Las alturas varían desde 1.50 m en la salida del canal hasta 3.98 m al final del tanque de presión. **Ver fotografía 10.**

El tanque de presión cuenta además con un vertedero lateral derecho de 5m de longitud conectado a un canal paralelo, una compuerta de evacuación

de sedimentos y una rejilla de salida a la tubería de presión de 1.20m de ancho por 1.30m de alto. **Fotografía 11 y 12.**



Fotografía 10
Obras de conducción
Tanque de presión,
transición
de entrada



Fotografía 11
Obras de conducción
Tanque de presión,
vertedero y
canal paralelo



Fotografía 12
Obras de conducción
Tanque de presión, compuerta de lavado y
rejilla de entrada a la tubería de presión.

2.3.6. Tubería de presión

La tubería de presión es de acero, con 800 mm de diámetro y un espesor de 6 mm, tiene una longitud de 78 m. Parte del tanque de presión, se apoya en elementos de hormigón y llega a la casa de maquinas, en su respectivo bloque de anclaje. *Ver fotografía 13 y 14.*

En el *Anexo B 7* se encuentran las determinaciones que definen la altura de caída del proyecto.



Fotografía 13
Obras de conducción
Tubería de presión a la salida
del tanque y bloque de anclaje.



Fotografía 14
Obras de conducción
Tubería de presión a la llegada a la casa de
máquinas.

**DIMENSIONAMIENTO DE LA TUBERÍA DE PRESIÓN.**

Para el dimensionamiento de la tubería de presión se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

$d_i = 80mm$ Diámetro interno de la tubería.

$e = 0.006m$ Espesor de la tubería.

$L = 78m$ Longitud de la tubería.

$H_B = 24.94m$ Caída bruta el metros.

$V_{agua} = 2.32m/s$ Velocidad del agua.

$K = 18$ Constante para tubo de acero.

Calculo:

$$V_s = \frac{9,900}{\sqrt{48.3 + K \frac{D}{e}}}$$

$$V_s = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + (18) \frac{(0.8m)}{(0.006m)}}}$$

$$V_s = 200m/s$$

$$t = \frac{2L}{V_s}$$

$$t = \frac{(2)(78m)}{(200m/s)}$$

$$t = 0.78seg$$



$$h_s = \frac{2 \times L \times V}{g \times t}$$

$$h_s = \frac{(2)(78m)(2.32m/s)}{(9.81m/s^2)(0.78seg)}$$

$$h_s = 472.9m$$

$$D = 1.27 \frac{Q^{0.4268}}{(H_B + h_s)^{0.1423}} \text{ (Bondschú)}$$

$$Q = \left[\frac{D(H_B + h_s)^{0.1423}}{1.27} \right]^{0.4268}$$

$$Q = \left[\frac{(0.8m)(24.94m + 472.9m)^{0.1423}}{1.27} \right]^{0.4268}$$

$$Q = 1.19m^3 / s$$

Perdida en los diferentes componentes de la tubería de presión.

a. **Perdidas en la rejilla de entrada a la tubería h_r .**

$$h_r = \xi_R * \frac{V^2}{2g} .$$

Donde:

$\xi_R = 1.8$ Coeficiente de pérdidas en la rejilla según **figura 11**.



Entonces:

$$h_r = (1.8) \frac{(2.32m/s)^2}{(2)(9.81m/s^2)}$$

$$h_r = 0.49m$$

b. Pérdida de entrada h_E .

$$h_E = \xi_E \frac{V^2}{2g} (m)$$

Donde:

$\xi_E = 0.5$ Coeficiente de pérdida a la entrada de la tubería según **figura 12**.

Entonces:

$$h_E = (0.5) \frac{(2.32m/s)^2}{(2)(9.81m/s^2)}$$

$$h_E = 0.137m$$

c. Pérdida en los codos h_k .

$$h_k = \xi_k \frac{V^2}{2g} (m)$$

Donde:

$\xi_K = 0.16$ Coeficiente de pérdida en el codo para tubos circulares del anclaje A₁ según **tabla 4**.



$\xi_K = 1.265$ Coeficiente de pérdida en el codo para tubos circulares del anclaje A₂ según *tabla 4*.

Entonces:

Anclaje A₁

$$h_K = (0.165) \frac{(2.32m/s)^2}{(2)(9.81m/s^2)}$$

$$h_K = 0.045m$$

Anclaje A₂

$$h_K = (1.265) \frac{(2.32m/s)^2}{(2)(9.81m/s^2)}$$

$$h_K = 0.347m$$

$$h_{K_T} = (0.045m + 0.347m)$$

$$h_{K_T} = 0.39m$$

d. Perdidas por fricción en el tubo h_{fricc}

$$h_{fricc} = \lambda \frac{LV^2}{D2g} (m)$$

Donde:

K=1.15 se determina en función del tipo de material ver *tabla 5*.



Entonces:

$$\lambda = 0.01 \left(\frac{K}{D} \right)^{0.134}$$

$$\lambda = (0.01) \left(\frac{1.15}{0.8m} \right)^{0.134}$$

$$\lambda = 0.010$$

$$h_{fricc} = (0.010) \left(\frac{78m}{0.8m} \right) \left(\frac{(2.32m/s)^2}{(2)(9.81m/s^2)} \right)$$

$$h_{fricc} = 0.27m$$

e. Pérdida en la tubería.

La pérdida total en la tubería es la sumatoria de todas pérdidas parciales por consiguiente tenemos:

$$P_{TUBERIA} = h_r + h_E + h_K + h_{Fricc}$$

$$P_{TUBERIA} = (0.49m) + (0.137m) + (0.39m) + (0.27m)$$

$$P_{TUBERIA} = 1.29m$$

Se observa que las pérdidas en los codos y en la rejilla de la toma de agua son los más significativos, para las primeras se recomienda excavar más el terreno para que la tubería de presión se desplace por una pendiente constante y para reducir las pérdidas en la rejilla de entrada se opta por cambiar la forma de los barros.

2.3.7. Casa de máquinas

La casa de máquinas tiene 4 m de ancho y 6.50 m de longitud (perpendicular a la línea de la tubería de presión). *Ver fotografía 15.*

La casa de maquinas tiene estructura de hormigón armado, cubierta metálica con planchas de fibrocemento, puerta y ventanas metálicas. Esta provista de instalaciones eléctricas y sanitarias.



*Fotografía 15
Casa de
Máquinas,
perpendicular
a la tubería de
presión*

2.3.8. Caseta de disipadores

En el sistema anterior, fuera de servicio, se contaba con una caseta para disipadores, que aloja 10 resistencias o disipadores de calor que absorbían la energía no consumida en el sistema eléctrico del sector.

Esta edificación está adosada a la casa de máquinas. Con un área de 10.00 x 4m, de estructura de hormigón armado, cubierta metálica con planchas de fibrocemento, piso en cementado y alisado. Ventanas de malla y puerta metálica.

2.3.9. Canal de restitución

Se cuenta con un canal de restitución del caudal, debajo de la casa de máquinas, de 20m de longitud, medidos hasta la margen derecha del río Valladolid, la sección de este canal es rectangular de 1.10 x 1.40m. (*Ver fotografía 16*).



*Fotografía 16:
Canal de
Restitución*

2.3.10. Subestación

Se cuenta con el área para subestación, con su cerramiento de malla y una superficie con las bases de hormigón para el transformador y piso lastrado. Tiene malla de tierra que se adecua a las nuevas condiciones.

2.4. SITUACIÓN ACTUAL DE LA OBRA CIVIL DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID.

Por el fuerte invierno que afectó a la parte sur del Austro Ecuatoriano la obra civil de la minicentral hidroeléctrica Valladolid sufrió daños considerables. Por el cual me trasladé hasta el sector de Valladolid con el objeto de verificar los daños causados en las obras de la Minicentral que se encuentran ubicados a unos 95 kilómetros de la ciudad de Loja, realizando

la inspección a todas las áreas de la misma como son: boca toma, desripador, desarenador, canal de conducción, tanque de presión, tubería de presión, casa de máquinas y desfogue. Observado los siguientes detalles:

BOCATOMA.- Existe la ruptura del muro de contención, del Azud y la destrucción de seis compuertas metálicas. (*Ver fotografía 17*).



Fotografía 17
Obras de captación Azud y compuertas destruidas



Fotografía 1
Obras de captación Azud y compuerta de limpieza

DESRIPIADOR.- Existe el lleno total de sedimentación y fractura del hormigón así como también de los aliviaderos.



*Fotografía 18
Obras de captación
desripiador
destruido con
sedimentación*



*Fotografía 3
Obras de
captación
desripiador*

DESARENADOR.- totalmente destruido. (*Ver fotografía 19*).



Fotografía 19
Desarenador
totalmente
destruido



Fotografía 6
Desarenador y
aliviaderos

CANAL DE CONDUCCIÓN.- Se mantiene en buen estado, debiendo realizarse la limpieza de sedimentación.

TANQUE DE PRESIÓN.- Se encuentra en buenas condiciones debiendo así mismo realizar la limpieza de sedimentos. (*Ver fotografía 20*).



*Fotografía 20
Tanque de
presión
situación
actual*

TUBERÍA DE PRESIÓN.- En buen estado.

CASA DE MÁQUINAS.- En buen estado pero hay que reponer el cerramiento de alambre de púas y postes de madera, así como su limpieza.

EL DESFOGUE.- De la casa de máquinas, esta en buenas condiciones, hay que realizar una limpieza en toda su longitud.

Los daños ocasionados son evaluados en unos \$ 42.924,49 aproximadamente y con un mantenimiento urgente de unos \$ 7.000,00 que serán utilizados en la construcción de un muro de hormigón ciclópeo y la limpieza.



CAPITULO 3

RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO, SUMINISTRO Y MONTAJE DEL EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DE LA MINICENTRAL VALLADOLID

3.1. PARÁMETROS E INFORMACIÓN BÁSICA

La principal información que se requiere para realizar el diseño del sistema eléctrico de una mini central, es básicamente la siguiente:

- a. Parámetros e información eléctrica.
- b. Parámetros e Información mecánico.
- c. Parámetros e Información civil.

3.1.1. Parámetros e información eléctrica.

Los siguientes son los aspectos más relevantes, referentes a la especialidad de la Ingeniería Electromecánica, que se requiere conocer, con antelación a efectuar el diseño.

- Estudio de la demanda y características de la carga a servir.
- Forma de interconexión de la red.
- Estudio de la resistividad del suelo.

1. **El estudio de la demanda eléctrica y sus características**, son algunos de los aspectos fundamentales que se realizan, previo la ejecución del diseño de una mini central.

La determinación de la capacidad de la mini central, es el primer paso en un estudio de este tipo, la capacidad de la central considerará la proyección de

la demanda futura, cuyo horizonte en la generalidad de los casos, abarca un periodo mínimo de 25 años, el mismo que también se define como el de la vida útil de la central.

La **figura 21** muestra el crecimiento porcentual, de la demanda típica de una zona rural de nuestro país, para un periodo de 25 años.

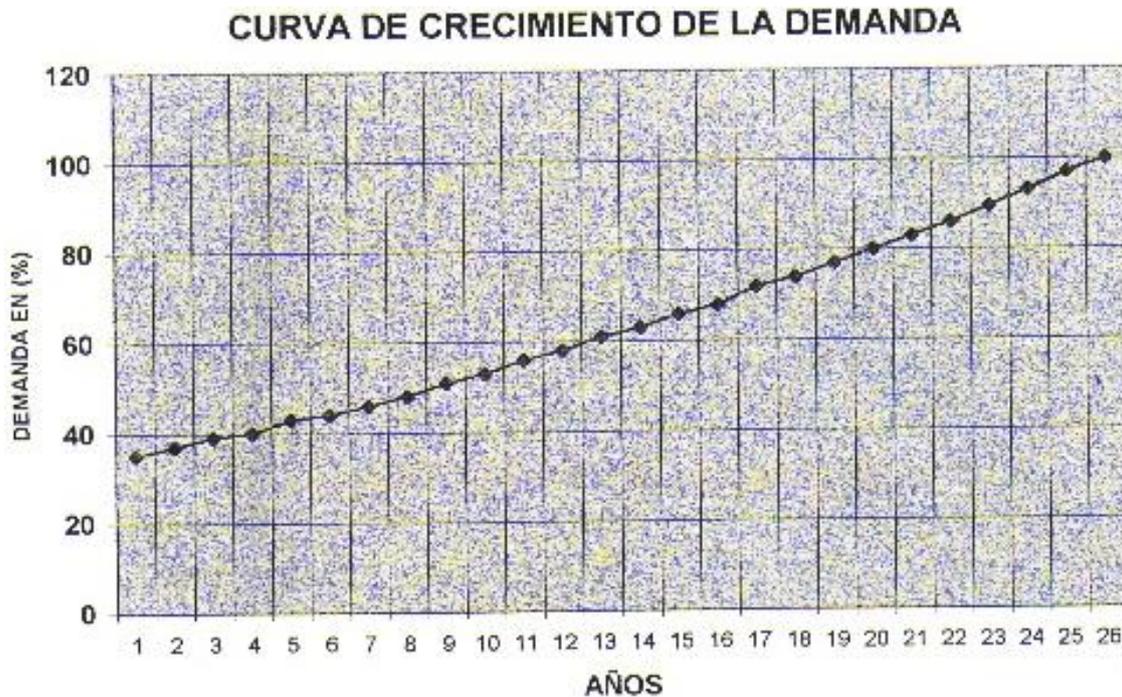


Fig. 21. Curva de demanda típica para zonas rurales del país

Al establecer la capacidad de la central, se define la demanda máxima que se impondrá al sistema eléctrico y a partir de esta, se establecen los parámetros de diseño del equipo tales como: capacidad y voltaje del generador, del transformador de elevación, calibres de conductores, capacidad de interruptores, de fusibles, características del equipo de medición, etc.

Si la demanda máxima proyectada para el periodo de vida útil de la central, es la potencia nominal del generador, a través de la utilización de la fórmula



41 puede definirse el caudal de trabajo de la turbina, que se considera el parámetro sustentable de variación.

$$P_T = g * Q * H * n_t \quad (41)$$

$$P_T = 9.8m / s^2 * 1.10m^3 / s * 24.94m * 0.90 \quad kW$$

$$P_T = 241.96kW$$

- Capacidad del generador

$$P_G = \frac{P_T * \eta_G}{fp} \quad (60)$$

Donde:

$$P_G = \frac{241.96kW * 0.97}{0.90}$$

$$P_G = 260.7kVA$$

Dentro de la evaluación de la demanda, se determina un parámetro importante que es el **factor de carga**, el mismo que se define como la relación entre el promedio de la demanda sobre un periodo de tiempo determinado, al pico de carga ocurrido en este tiempo. Matemáticamente el factor de carga se expresa por la ecuación

$$F_c = \frac{D_p}{D_m} \quad (61)$$

Donde:



F_c es el factor de carga.

D_p es la demanda promedio del periodo considerado.

D_m es la demanda máxima ocurrida en el periodo considerado.

El factor de carga, es un parámetro que permite al diseñador apreciar claramente, la forma de aprovechamiento de la capacidad de la central, que tiene incidencia directa en el aspecto económico de su funcionamiento y que además ayuda a establecer la mejor alternativa de selección del tipo de turbina, en función de su rendimiento. Un factor de carga elevado, significa un mayor aprovechamiento de la capacidad de la central y por ende una mayor rentabilidad económica.

La determinación de bajos factores de carga, pondrá en aviso al diseñador, sobre la posibilidad de variar la capacidad de la central, a fin de mejorar el funcionamiento económico de la misma, ya sea vía control de inversiones o previendo instalar un número mayor de unidades hidrogeneradoras de menor capacidad.

El factor de carga que se analiza en un diseño, se refiere a periodos diarios, puesto que para periodos mayores ya sean mensuales, trimestrales, anuales, etc., su valor tiende a decrecer. Por ende la demanda máxima de importancia, se refiere al pico diario ocurrido y ese valor se toma en cuenta para establecer la capacidad del generador.

La **figura 22**, nos muestra las curvas de carga diaria en el año inicial y final del periodo considerado como de vida útil, para un factor de carga 0.4.

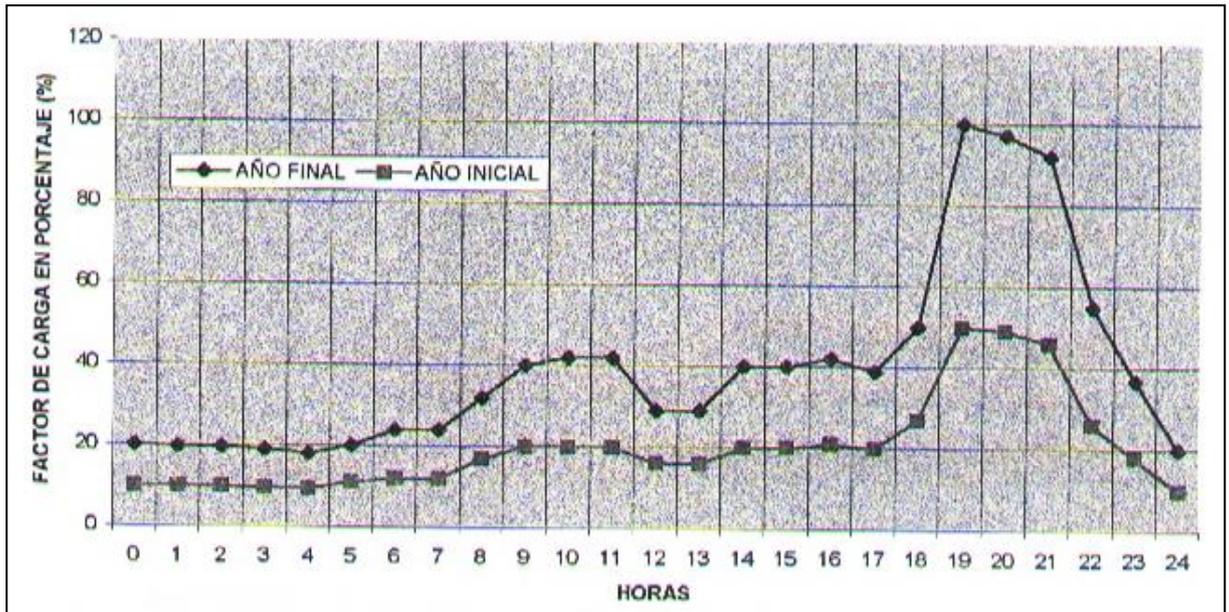


Fig. 21 Diagrama de carga de la turbina para un sistema eléctrico con factor de carga de 0.4

2. **La forma de interconexión de la central**, tanto hacia los usuarios a servir o su acoplamiento a otro sistema de generación local, regional o nacional, es otro aspecto técnico que se debe conocer previo a la ejecución del proyecto.

En la mayoría de los casos, existen mini centrales que tienen la posibilidad de trabajar el paralelo con otra fuente externa, es en estos casos en necesario contemplar las siguientes condiciones para el diseño:

- Equipo de control para sincronización.
- Factibilidad de utilizar un generador asincrónico.
- Si es un generador sincrónico, el sistema de regulación de voltaje, debe contemplar la etapa de control, de regulación de reactivos.
- Implementar el mayor equipo de protección.



- En el sistema de regulación de la turbina, si la señal de frecuencia que recibe es eléctrica, ésta debe tener independencia de las barras comunes de los generadores en paralelo.
 - Se debe pensar operar eléctricamente la válvula de entrada de agua a la turbina con corriente alterna o continua.
3. **El estudio de la resistividad del suelo**, donde se ubicarán los equipos electromecánicos, es otra actividad que el diseñador del sistema eléctrico debe contemplar a fin de poder dimensionar la marra de tierra de la central, establecer las corrientes de cortocircuito que se operan durante una falla y definir el equipo de protección requerida.

3.1.2. Parámetros e información mecánico

- La capacidad de la central será proporcionada por una unidad.
- La turbina elegida mediante el diagrama de selección de turbinas hidráulicas del **Anexo A 3** y mediante el programa de GORDON (especialista internacional de turbinas y proyectos hidroeléctricos), será del tipo Francis de eje horizontal **Anexo B 10** que trabajará con un caudal máximo de $1.1\text{m}^3/\text{s}$; una altura de caída de 24.94 m y una velocidad de rotación de 900 rpm. Los componentes de la turbina deberán acoplarse al espacio físico disponible en la casa de máquinas.
- El regulador de velocidad será del tipo eléctrico-electrónico que actualmente se instalan en centrales de similares características.
- Se dispondrá de una válvula de entrada de agua tipo mariposa de 0.45m de diámetro, como válvula de guardia, accionada por servomotores hidráulicos y contrapesos.



3.1.3. Parámetros e información civil

- Las dimensiones de la casa de máquina y del área de la subestación deben ser lo suficientemente amplias, para que se instale el grupo generador y sus componentes:

Dimensiones del área de instalación del grupo turbina-generador:

Ancho: 4.40 m

Largo: 6.30 m

Altura: 4m

Dimensiones del área de instalación de los equipos eléctricos:

Ancho: 4.40 m

Largo: 6.40 m

Altura: 3.50 m.

Dimensiones del área de la subestación:

Ancho: 5 m

Largo: 6 m.

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR ELÉCTRICO DE LA CENTRAL

El diagrama unifilar eléctrico (*ver Anexo B 8*), que hemos adoptado para la Central Hidroeléctrica Valladolid, es un esquema tradicional aplicable para este tipo de pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya tecnología tiene una amplia difusión en el mundo y en particular en nuestro país, lo que ha permitido ser asimilada satisfactoriamente por los técnicos y personal de operación nacional.



3.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

El objeto de la presente especificación es establecer las características técnicas que deben cumplir el generador eléctrico, trifásico tipo sincrónico, que estará acoplado a una turbina tipo Francis de eje horizontal.

El generador que se suministrará debe ser completo con sus sistemas de excitación, de enfriamiento, de supervisión de temperaturas del hierro y cobre, de vibración, y todos aquellos otros equipos que sean necesarios para el correcto y seguro funcionamiento del generador.

El grupo generador de instalación tipo horizontal, deberá estar provisto de sus equipos auxiliares, accesorios, piezas de soportes y anclajes.

El generador y sus accesorios deberán estar diseñados, construidos y probados conforme a lo estipulado a las normas ANSI C50 y las IEC-34 en versión más reciente.

Los generadores sincrónicos, generan tensiones cuya frecuencia viene fijada por la velocidad de la máquina que lo mueve (en este caso una turbina), de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$N = \frac{2 \times 60 f}{P}$$

Donde:

N = Velocidad de la máquina de rotación en r.p.m.

f = Frecuencia del sistema eléctrico.

P = Número de pares de polos del rotor.



Observando la fórmula anterior, se puede fácilmente deducir que cuando la turbina de accionamiento tiene una velocidad baja, se requerirá un gran número de polos en el rotor del generador y por tanto aumentará las dimensiones físicas del mismo; en el caso inverso se disminuirán el número de polos y por ende el tamaño del generador.

3.3.1. Características principales

El generador trifásico tipo sincrónico tendrá las siguientes características principales:

Potencia nominal continúa	260 kVA.
Tensión nominal	0.48 kV.
Rango de variación de la tensión con potencia nominal	5.0 %
Factor de potencia (inductivo)	0.9
Frecuencia nominal	60 Hz.
Velocidad nominal	900 r.p.m
Tipo de enfriamiento	Aire forzado por ventilador del generador
Clase de aislamiento	F
Elevación de temperatura máxima sobre la temperatura ambiente: - Estator - Rotor	100 °C 100 °C
Corriente nominal	312.73 Amp.
Montaje	Horizontal.
Sistema de excitación:	Sin escobillas
Número de polos	8
Regulación de voltaje:	Auto regulado



Tipo de rotor	de polos salientes
---------------	--------------------

3.3.2. Partes componentes y accesorios

3.3.2.1. Carcaza

La carcaza del estator deberá ser de estructura laminada de consistencia resistente, construida de láminas de acero soldadas eléctricamente, de dimensiones lo suficientemente amplias que permitan la instalación de anillos para la transmisión de esfuerzos de la máquina hacia la fundación. Todas las partes del generador deberán ser diseñadas con la suficiente rigidez para limitar los esfuerzos a un valor seguro y evitar vibraciones excesivas bajo todas condiciones de operación de la unidad. La carcaza por lo menos estará de acuerdo en su totalidad a los requerimientos de protección tipo IP23, según publicación IEC-34-5.

3.3.2.2. Estator

Núcleo.- El núcleo del estator deberá ser construido de láminas de acero al silicio de permeabilidad magnética alta con el objeto de minimizar las pérdidas, aseguradas por anillos exteriores de presión y por hierros soldados. Para garantizar una buena disipación de calor deberá existir conductos radiales para enfriamiento por aire.

No menos de tres detectores de temperatura se empotrarán en el núcleo de estator en los sitios de mayor calentamiento.

Bobinados.- Los conductores del bobinado serán de cobre electrolítico de alta calidad, barnizados y cubiertos con cinta impregnada de vidrio. El aislamiento del bobinado deberá ser completo de la clase F según IEC-85 y



será aplicado con espesor homogéneo en toda la bobina, para una tensión máxima de trabajo de 11 kV, durante el proceso de aplicación deberán utilizarse tratamiento de calor, presión y vacío que sean adecuados, de modo que formar una estructura sólida y homogénea, libre de cavidades, gases o humedad, que asegure la no presencia de descargas por efecto corona.

La conexión de los bobinados será en estrella, con el punto neutro puesto a tierra a través de una resistencia limitadora de corriente. Los suficientes detectores de temperatura deberán ser localizados en el bobinado del estator en los lugares de mayor temperatura.

El aislamiento de arrollamiento del estator será de tipo no inflamable.

3.3.2.3. Rotor

El eje del rotor debe ser fabricado de acero forjado, tendrá una configuración con ranuras para alojar a 8 polos salientes firmemente asegurados con soldadura. El bobinado del rotor deberá ser de cobre, aislamiento clase “F” y estar construido para resistir altos esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos. El rotor deberá estar previsto de una jaula amortiguadora construida por barras sólidas de cobre sujetas firmemente en las ranuras de las zapatas de los polos atornilladas entre polos para formar una jaula continua.

El efecto volante del generador (GD^2) tendrá un valor de acuerdo con el diseño de la turbina y consideraciones de estabilidad.

3.3.2.4. Cojinetes

Los cojinetes de pedestal, serán de un tipo que les permita soportar los esfuerzos axiales y radiales que se produzcan en el servicio normal del grupo



turbina generador y en caso de cortocircuitos u otro incidente perturbador. Los cojinetes estarán lubricados mediante un sistema de aceite forzado, el circuito de aceite de cada cojinete deberá contener un indicador de caudal de entrada de aceite.

La temperatura de cada cojinete deberá ser indicada por medio de un termómetro tipo digital con contactos para alarma y disparo. Además, para control a distancia, cada cojinete debe estar provisto de tres detectores de temperatura, dos para metal y uno para el aceite.

3.3.2.5. Sistema de excitación del generador síncrono.

La excitación de los generadores sincrónicos, se realiza por medio de corriente continua que requiere el circuito de las bobinas inductoras del rotor.

El sistema de excitación consta de aparatos y máquinas, cuyo objeto es suministrar la energía necesaria para excitar del generador.

El trabajo que desarrolla el sistema de excitación, puede resumirse en dos funciones importantes:

- Mantener la intensidad de corriente rotórica en el valor necesario, durante las perturbaciones o cambios de carga del generador.
- Restablecer tan rápido como sea posible, el valor prescrito de la tensión del generador, desde que se produce la variación de éste (mantener la tensión en bornes del generador).

La potencia del equipo de excitación depende de la capacidad y tipo de generador a utilizarse. Para generadores de pequeña potencia y bajas velocidades, la potencia de la excitación puede estar aproximadamente entre



el 1% y el 3% de potencia total del generador; para generadores de mayor velocidad y gran potencia, la capacidad del sistema de excitación puede ser menor al 1%.

Los generadores cuyas capacidades se encuentran dentro del rango de potencias para minicentrales utilizan comúnmente los sistemas de excitación siguientes:

- a) Sistema de excitación, utilizando como excitatriz un generador de corriente continua.
- b) Sistema de excitación, utilizando como excitatriz un generador de corriente alterna sin escobillas y rectificadores de silicio montados sobre un disco, que giran sobre el mismo eje del rotor del generador.
- c) Sistema de excitación estática, cuya alimentación de corriente alterna la toma del mismo generador y cuya transformación a continua, se la realiza por intermedio de elementos y circuitos de estados sólido.

En general y en particular, en los casos citados, la regulación de voltaje generado por el generador será manejado por el regulador electrónico de voltaje, que opera como un aparato supervisor de control automático.

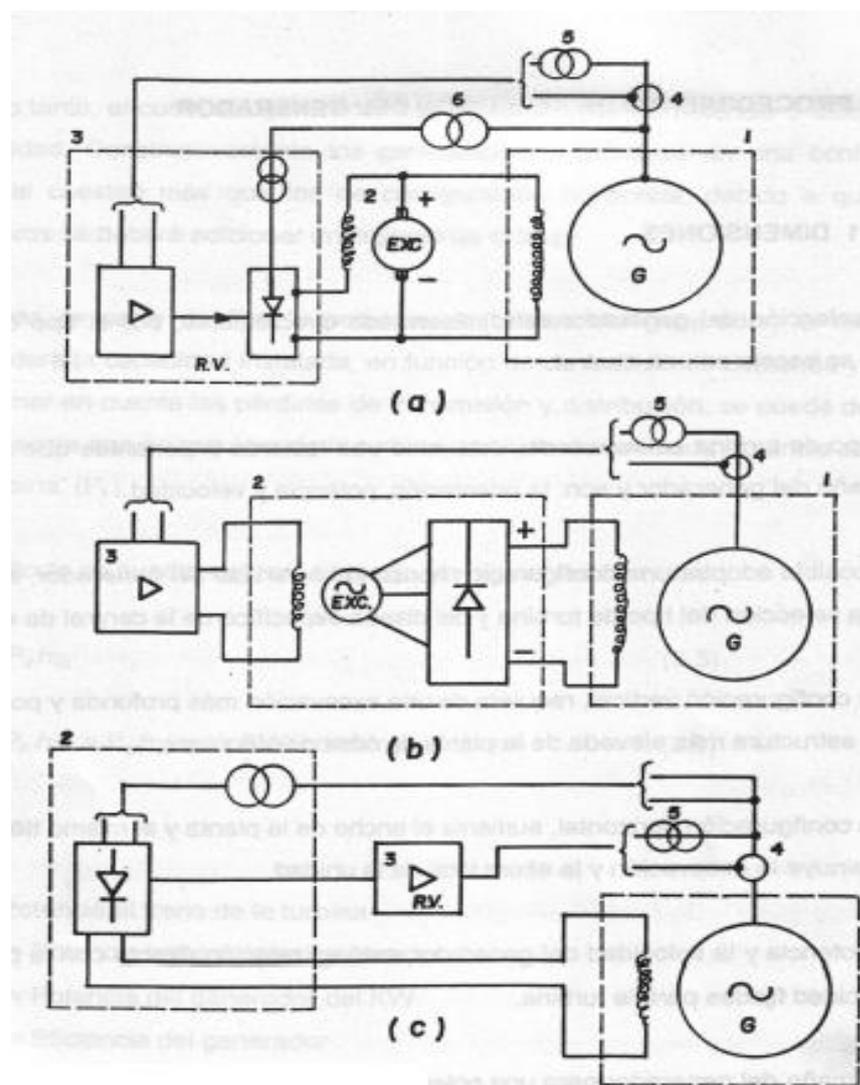
En forma simplificada se puede decir, que la operación del regulador automático de voltaje, consiste en medir electrónicamente el voltaje AC del generador, comparar una muestra rectificadora de éste, con un voltaje de referencia y suministrar la corriente al devanado de excitación del generador, con el fin de mantener constante cierta relación predefinida entre el voltaje de referencia y el generador.

Para mantener el voltaje de generación constante, en realidad el regulador de voltaje, afecta primordialmente la energía reactiva de la máquina, ó lo

que es lo mismo la corriente de excitación, que por ende significa modificar el factor de potencia.

A medida que la carga de un generador varía, el regulador de voltaje, ajusta la corriente de excitación de la máquina, a fin de mantener constante el voltaje del generador.

Finalmente señalamos que, de los tres tipos de sistemas de excitación que hemos hablado, indicados en la **Figura 23** como (a), es un método clásico que por mucho tiempo ha venido siendo usado por muchos generadores y que principalmente, presenta inconvenientes que tienen que ver con problemas de enfriamiento y conservación de anillos, colector y escobillas.



**NOMENCLATURA GENERAL**

- 1- GENERADOR SINCRONICO (G).
- 2- EXCITARIZ (EXC.).
- 3- REGLADOR DE VOLTAJE (R.V.).
- 4- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.
- 5- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA SEÑAL DE REGULADOR DE VOLTAJE.
- 6- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE ALIMENTACIÓN HACIA

- (a) SISTEMA DE EXCITACIÓN CON GENERADOR DE CORRIENTE CONTINUA.
- (b) SISTEMA DE EXCITACIÓN CON GENERADOR DE CORRIENTE ALTERNA SIN ESCOBILLAS Y RECTIFICADORES QUE ROTAN EN EL EJE DEL ROTOR.
- (c) SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICA.

Los otros dos métodos (b) y (c) citados, son procedimientos de excitación modernos que evitan el empleo de escobillas, contactos deslizantes y que permiten otras ventajas sustanciales, tales como: una mayor velocidad de respuesta, menor oscilación de la tensión del generador, etc.

3.5. ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE REGULACIÓN ELECTRÓNICA DE VELOCIDAD.

GOBERNADOR DE VELOCIDAD TIPO ELECTRONICO.

Recibe la energía del generador eléctrico tipo sincrónico, y en ella podemos observar los valores de la tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, reactiva y factor de potencia.

El Regulador de velocidad opera realizando transferencia de carga, desde la carga principal a la carga secundaria y viceversa.



El Regulador cuenta con una carga secundaria para disipar la energía.

Estos pueden ser:

Mecánicos.- estos son mas económicos y deben su funcionamiento a mecanismos de contra peso que detectan la velocidad, además este tipo de gobernador son apropiados en aplicaciones donde la variación de frecuencia no es un requerimiento (sistemas aislados).

Electrónicos.- Estos son más costosos pero más precisos para regular la velocidad y mantener la frecuencia. Deben su funcionamiento a circuitos electromagnéticos que detectan la velocidad y circuitos electrónicos que regulan al generador. Se utilizan para aplicaciones donde se requiere paralelismo y sincronización o se requiere un valor constante de frecuencia para el rango de carga.

Ventajas:

- Instalación sencilla.
- Reacción Rápida.
- Alta precisión constante.
- Control preciso de los actuadores por medio de módulos de control eléctrico.
- Resistentes a vibraciones mecánicas.
- Presenta tarjeta de circuito sellado resistente a la humedad.
- Posibilidad de ajuste de velocidad de forma remota por potenciómetro externo.
- Ofrece respuesta rápida y estable a los cambios en velocidad o carga.
- Opción de conexión en paralelo con otro generador o con la red comercial.



La figura del **Anexo B 9** indica los tipos de aplicación que tiene el regulador de velocidad.

DIGITAL LOAD CONTROLLER FOR SYNCHRONOUS GENERATOR (ELC)

Fabricante y origen	Renerconsys - Asia
Tipo	Digital por Control de carga
Voltaje	A confirmar
Frecuencia	60Hz
Dotación	Medición digital de potencia, voltaje y amperaje en las tres fases, frecuencia, cos ϕ , kW, kVA, kVAR, kWh con elementos de mando para 350 kVA, contactor y disyuntor. Transductor y pararrayos
Sincronizador automático	Con proteccion, typo SR3, Merk Renerconsys.
Controlador de factor de potencia Protecciones del generador:	sobre / bajo voltaje, sobre / baja frecuencia, sobre corriente, potencia inversa, desbalance de fases.
Protección de la red:	Sobre / bajo voltaje, sobre / baja frecuencia, desbalance de fases.
Cargas parásitas:	elementos calefactories de aire Becker (Alemania) 240 kW.
Panel de control de salida	1000kVA 280/480V. Medidor Digital de Potencia, voltaje y amperaje en las 3 fases, frecuencia, cos ϕ , kW, kVA, kVAR, kWh. Contactores y disyuntores 350kVA Transductor,y pararrayos con accesorios.

3.5. SUBESTACIÓN

La subestación eléctrica de la minicentral Valladolid, se planifica construirla a la intemperie, en una zona adyacente a la casa de maquinas. El área definida para la instalación integral de la subestación, tendrá una superficie aproximada de 30 m², (6mx5m) espacio que se considera



suficiente para construir las obras civiles requeridas, guardar las distancias de seguridad y montar el equipo electromecánico respectivo.

Como obras civiles a realizarse en el área de la subestación, se contemplan fundamentalmente lo siguiente:

- Cerramiento con malla de alambre galvanizado de su perímetro libre. Uno de los lados del área de la subestación, la constituye una pared de casa de máquinas.
- Una puerta de malla metálica, para el acceso desde la zona externa de casa de máquinas, que servirá para poder ingresar los equipos y materiales que se montarán en la subestación.
- Una base de hormigón ciclópeo, para montar sobre ella el transformador principal de la subestación.
- Canaletas para cables de fuerza y control, con sus respectivas tapas de hormigón.
- Drenes y sumideros para desalojar las aguas lluvias, etc.
- Adicionalmente se contará con una puerta de acceso directo, desde casa de máquinas.

Los equipos y componentes electromecánicos principales de que consta la subestación se pueden resumir en los siguientes:

1. El transformador principal de la subestación, tipo trifásico, destinado a elevar la tensión de generación de la central a la tensión adoptada para la línea de distribución, para trabajar a la intemperie, sumergido en aceite (medio aislante) de conexión delta en el lado de baja tensión y estrella con neutro en el lado de alta tensión, frecuencia nominal de 60 Hz., tipo convencional, autorefrigerado, etc.
2. El sistema de protección del transformador de la subestación dispone de los siguientes elementos:



**En el lado de alta tensión:**

- Seccionadores fusibles (cut-out) unipolares, por fase, para protección de sobrecorrientes.
- Protección de sobre corriente para fallas a tierra externas ($I_0 >$), que se localiza en el neutro del transformador.
- Pararrayos autovalvulares montados en cada fase, para protección de sobrevoltaje ocasionados especialmente por sobrecargas atmosféricas.

En el lado de baja tensión:

- Se cuenta con la protección termomagnética contra cortocircuitos y sobrecargas (disparadores) que dispone el disyuntor de carga del generador (I_G) de la central.

Otros elementos:

- La malla de tierra de la zona de la subestación de la central hidroeléctrica.
3. Una torre de salida de la línea de alta tensión, compuesta por dos partes de hormigón en donde se montan elementos de sujeción de hierro galvanizado (herrajes), aisladores, conductores, crucetas, luminarias, seccionadores, pararrayos, etc. y de donde partirá el alimentador trifásico de 22.860/13.200 Voltios, de conexión estrella con neutro corrido y aterrizado en varios sitios que se conectará al sistema de distribución de la EERSSA existente en la zona y que proviene del Sistema Nacional Interconectado.



3.5.1 Especificaciones Técnicas del Transformador

- La potencia adecuada del transformador de la Central Hidroeléctrica Valladolid, deberá tener una potencia nominal mínima, equivalente a la potencia nominal del generador de la central de 260 KVA en nuestro caso, como no se fabrican transformadores de esa capacidad asumiremos uno de 300 KVA.
- El transformador debe ser capaz de suministrar la potencia nominal en forma continua a tensión y frecuencia nominales, sin exceder los límites de temperatura establecidas en las normas.
- El transformador deberá funcionar sin producir ruidos excesivos, por tanto su diseño y fabricación debe propender a reducir al mínimo las vibraciones.
- El transformador debe ser capaz de resistir sin daño los efectos térmicos y mecánicos de cortocircuitos exteriores, de acuerdo a las corrientes de cortocircuito especificadas, tomando en cuenta el caso más severo de cortocircuito.
- Los termómetros, indicadores de nivel de aceite, indicadores de posición de tomas y otros dispositivos de indicación local deberán permitir una lectura u observación fácil desde el nivel del suelo.
- El neutro será accesible para conexión efectiva a tierra.
- El transformador deberá estar provisto como mínimo de los siguientes elementos:
 - Válvula de descarga de sobre presión.
 - Válvula para conexión con el equipo de tratamiento de aceite, una en la parte superior y otra en la parte inferior del tanque.
 - Válvula para drenaje de aceite cerca del fondo del tanque.
 - Ruedas, tuberías, válvulas y otros elementos que sean requeridos para subdesplazamiento y montaje.



- Placa de características, con los valores nominales y diagramas de conexiones, resistente a la corrosión.
- Su fabricación deberá satisfacer las exigencias señaladas para el efecto en las normas ANSÍ 5712.

3.5.1.1 Características principales

El Transformador trifásico tendrá las siguientes características principales:

Tipo:	Convencional
Potencia nominal:	300 KVA
Numero de fases:	3
Frecuencia:	60 HZ
Conexión en A.T.:	Estrella con neutro accesible
Conexión en B.T.:	Delta
Diagrama vectorial:	YNd5
Voltaje nominal primario:	22.860/13.200 V.
Voltaje nominal secundario:	480 /277V.
Corriente nominal primaria:	6.84 A.
Corriente nominal secundaria:	312.73 A.
Factor de potencia:	0.8
Impedancia:	Valor máximo 4%
Medio aislante:	Aceite mineral
Sistema de refrigeración:	Auto refrigerado por cuba de chapa ondulada
Derivaciones en el lado de A.T (taps) para conmutación sin carga, para variar la relación de transformación en pasos dé:	$\pm 2 \times 2.5 \%$
Tensión de prueba a impulso:	125KV
Tipo de servicio:	Continuo
Tipo de instalación:	A la intemperie
Altura del sitio de montaje:	1546 m.s.n.m.



Temperatura ambiente:	40°C
-----------------------	------

3.5.2. Equipo de protección y corte.

El transformador de potencia, es uno de los equipos más confiables de un sistema eléctrico. Esta confiabilidad, sin embargo, depende de un diseño adecuado, de un cuidadoso montaje, de un mantenimiento oportuno y de la provisión de ciertos equipos de protección.

Contrariamente a lo que ocurre con los generadores, los transformadores en aceite plantea un problema de protección mucho más delimitado a causa de su funcionamiento puramente estático, pues estos se ven sometido a pocos tipos diferentes de cortocircuitos y condiciones anormales.

Un transformador puede quedar sometido a las siguientes fallas o condiciones anormales:

- Fallas internas
- Sobre calentamiento
- Cortocircuitos externos
- Sobretensiones de origen atmosférico

Los métodos que son empleados en cada caso varían según la importancia, capacidad, costo, etc. del transformador y las condiciones de su operación, sea que éste aislado de otros o en paralelo; que sea de estación o de poste; que opere con un generador o línea, etc.

Para el caso de nuestra central y en función de su capacidad, importancia y tipo de instalación, el sistema de protección y corte del transformador de la subestación considerará protecciones sencillas que permitan un adecuado grado de protección durante su funcionamiento.



3.5.2.1. Equipo de protección y corte contra fallas interna y sobrecalentamiento del transformador.

Las fallas internas a la zona de protección del transformador, pueden ser fallas en los terminales mismos o falla en los bobinados. En ambos casos se requiere la más pronta desconexión, pues los esfuerzos resultantes son destructivos y existe además el peligro de incendio.

La mayoría de las fallas internas que ocurren dentro de los bobinados son, ya sea fallas a tierra, o fallas entre espiras, cuya severidad depende del diseño del transformador y el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico al que está conectado. Las fallas entre fases dentro del estanque de un transformador trifásico, con cambiadores de derivación (taps) sin carga, como es nuestro caso, son bastante poco probables y su principal causa para la ocurrencia de este tipo de fallas, son arcos entre los bushings.

Existe cierto tipo de fallas internas que pueden denominarse incipientes y que no constituyen un peligro inmediato. Sin embargo, si se dejan indetectadas pueden convertirse en una falla mayor.

Las principales fallas que se presentan dentro de estas características, son fallas en el núcleo, debido a desperfectos en el aislamiento entre sus láminas y también fallas en el aceite, debido a pérdidas o defectos en su circulación. En ambos casos se producirá sobre calentamiento.

El diseño eléctrico de la Minicentral Hidroeléctrica Valladolid, contempla proteger los fallos o defectos internos y las sobrecargas del transformador de la subestación, mediante el interruptor de carga "IG", el cual dispondrá para el efecto de disparadores electromagnéticos ajustables contra cortocircuitos (n) y disparadores térmicos contra sobrecargas (a) con retardo dependiente



de la corriente, también ajustables en un determinado rango.

Estos disparadores forman parte del interruptor y actúan directamente sobre el mecanismo de apertura del mismo, ante la presencia de un corto circuito o sobrecarga respectivamente.

Obsérvese que según el diagrama unifilar (*Anexo 16*), el interruptor de carga "IG" sirve además como protección del generador contra fallas externas.

Para dimensionar el disyuntor correctamente los siguientes parámetros básicos deben ser considerados son: la tensión nominal, la corriente nominal y la capacidad de interrupción simétrica a tensión nominal.

Los valores de tensión nominal y corriente nominal corresponden a los valores del generador o del lado de baja tensión del transformador de la subestación, es decir 480 voltios y 312.73 A.Amperios.

La capacidad de interrupción simétrica a tensión nominal del interruptor, se calcula estableciendo la corriente del cortocircuito trifásica a los bornes del generador mediante la siguiente fórmula:

$$ICCT = \frac{IN}{Xd''} \quad (62)$$

Donde:

ICCT= Corriente de corto circuito trifásico a los bornes del generador

IN = Corriente nominal del generador en amperios= 312.73 Amp.

Xd'' = Reactancia subtransitoria de eje directo del generador en por unidad= 0.13.



Reemplazando:

$$ICCT = \frac{312.73}{0.13}$$

$$ICCT = 2405.61 \text{ Amp.}$$

Otro valor a calcularse es de la falla fase - tierra, pues por lo general es la corriente más elevada, que el interruptor debe abrir. Mediante la ecuación No. 63, se calcula el valor de la corriente de corto circuito línea-tierra a los bornes del generador:

$$ICCM = \frac{3IN}{(3Zg1 + 3Zg2 + 3zg0)} \quad (63)$$

Donde:

ICCM = Corriente de cortocircuito línea-tierra a los bornes del generador.

IN= Corriente nominal del generador = 312.73 Amp.

Zg1 = Impedancia de secuencia positiva del generador en por unidad = 0.13

Zg2 = Impedancia de secuencia negativa del generador en por unidad = 0.134

ZgO = Impedancia de secuencia cero del generador en por unidad = 0.027

Reemplazando los valores se tiene:

$$ICCM = \frac{3 \times 312.73}{(0.13 + 0.134 + 0.027)}$$



$$ICCM = 3224.02 \text{ Amp}$$

Los valores de las impedancias de secuencia del generador, han sido tomadas del fabricante de generadores, cuyas características técnicas se ajustan exactamente al generador previsto para la Minicentral Valladolid, además en los cálculos se ha despreciado la impedancia de los cables de interconexión.

En la actualidad los interruptores de caja moldeada para baja tensión, disponen de capacidades interruptivas muy elevadas, por lo que los valores de falla calculados anteriormente, se encuadran fácilmente dentro de los rangos nominales disponibles de los diferentes fabricantes de interruptores.

En la **Tabla 7**, señala algunas características importantes de interruptores de caja moldeada del fabricante SQUARE D ANDINA, de los rangos de corriente y características aplicables parara nuestro caso.

TIPO LAL: MARCA 400 AMPS. MAX.-600VAC-250VCC-CAPAC. INTERRUPT. NOMINAL							
CORRIENTE NOMINAL DEL INTERRUPTOR	NUMERO DE POLOS	CAPACIDAD INTERRUPTIVA				CALIBRACIÓN DEL ELEMENTO MAGNETICO	
		240 VAC	480 VAC	600 VAC	250 VCC	MINIMO	MAXIMO
250	3	42 KA	30 KA	22 KA	----	1250 A	2500 A
300	3	42 KA	30 KA	22 KA	----	1500 A	3000 A
350	3	42 KA	30 KA	22 KA	----	1750 A	3500 A
400	3	42 KA	30 KA	22 KA	----	2000 A	4000 A
TIPO LAL: MARCA 400 AMPS. MAX.-600VAC-250VCC-ALTA CAPAC.INTERRUPTIVA							
250	3	65 KA	35 KA	25 KA	----	1250 A	2500 A
300	3	65 KA	35 KA	25 KA	----	1500 A	3000 A
350	3	65 KA	35 KA	25 KA	----	1750 A	3500 A
400	3	65 KA	35 KA	25 KA	----	2000 A	4000 A

Tabla 7. Comparación de características de interruptores de caja moldeada de baja tensión, tipos LAL y LHL del fabricante SQUARE D ANDINA.

Observando el cuadro anterior, se puede establecer que los valores de las corrientes de falla trifásica y monofásica que se calculó para la central, se



encuentran dentro de los valores de calibración de los disparadores magnéticos contra los circuitos, de los interruptores cuyas corrientes nominales son 350 y 400 amperios, valores cercanos a la corriente nominal de nuestro sistema que es 313.58 amperios.

En general el rango de ajuste de calibración de los disparadores magnéticos contra cortocircuitos en interruptores de corriente nominal de hasta 1000 amperios, se sitúa entre 5 veces la corriente nominal (mínimo) y máximo 10 veces.

En lo que respecta al ajuste de la calibración de los disparadores contra sobre carga, estos por lo general presentan valores entre el 80% y 100% de la corriente nominal del interruptor. El **Anexo B 19** muestra las curvas típicas tiempo-corriente de los relés termomagnéticos de un interruptor.

Otra característica que hay que resaltar del interruptor termomagnético a utilizar es que dispondrá, de una bobina de mínima tensión (mT), que se utilizará para vigilar la tensión nominal del sistema de generación y subestación y como elemento auxiliar para el disparo del disyuntor en caso de determinados tipos de fallas.

En general las bobinas de mínima tensión disparan el interruptor cuando la tensión aplicada baja entre el 70 y el 35% de la tensión nominal de accionamiento.

Finalmente establecemos a continuación las características técnicas principales del interruptor Termomagnético que utilizaremos en la central:



Tipo	Termomagnético en caja moldeada
No. de polos	3
Voltaje de trabajo	220 Voltios A.C.
Corriente nominal	350 Amperios
Tensión de aislamiento	600 Voltios A.C.
Capacidad del marco	400 Amperios
Disparadores	Térmicos y magnéticos ajustables
Bobina mínima tensión	De 160 Voltios A.C.
Capacidad interruptiva	Normal a 220 Voltios A.C.
Frecuencia	60 Hz
Grado de protección de la caja	IP 20
Tiempo total de interrupción	10-15 mili segundos
Contactos auxiliares	2NA + 2NC
Otros :	Botón de prueba de disparo
Operación de conexión	Manual
Tipo de servicio	Continuo
Posición de montaje	Vertical
Temperatura ambiente	40°C

3.5.2.2. Protección del transformador contra fallas externas y sobrevoltajes.

a. Protección contra cortocircuitos externos.

El transformador de la subestación, como elemento de la red de distribución, debe quedar desconectado en caso de corto circuito en la zona de barra (salida de la línea de alta tensión) y también en caso de cortocircuito en la red.

Para unidades de pequeña potencia, como es nuestro caso, la protección



contra cortocircuitos se la realiza generalmente utilizando seccionadores fusibles, también llamados cortacircuitos. El empleo de este tipo de aparatos como elemento de protección de cortocircuitos y seccionamiento es muy amplio debido a su sencillez, bajo costo y simplicidad constructiva.

Cuando la potencia se hace importante, son preferibles los disyuntores, los cuales permiten una protección más sensible y una rápida reconexión del servicio.

El cortacircuito fusible, es un dispositivo que dotado de cierto poder de ruptura, está destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico en el que se halla intercalado, cuando la corriente que lo atraviesa excede de cierto valor; este corte se consigue por fusión de un alambre fusible incluido en el aparato y en serie con el circuito eléctrico, el cual se calienta cuando pasa la corriente, y se funde, interrumpiendo el circuito, cuando esta corriente sobrepasa cierto calor.

El elemento fusible del cortacircuito, tiene como propiedad la gran rapidez de ruptura en caso de cortocircuitos muy violentos; la circunstancia de que la duración de la ruptura es tanto más breve cuanto mayor es la corriente, permite obtener una apreciable selectividad en el caso de sobrecargas y de cortocircuitos no excesivamente fuertes, así como también su utilización con otros aparatos de cortes; por ejemplo en combinación con interruptores automáticos

El elemento fusible tiene dos curvas características: la de mínimo tiempo de fusión, o sea el tiempo entre la iniciación de la corriente de falla y la de iniciación del arco ; y la de máximo tiempo de despeje, que es el tiempo comprendido entre la iniciación de la corriente de falla y la



extinción total del arco.



Los cortacircuitos fusibles presentan las siguientes desventajas:

- a) Necesidad de reemplazar el fusible cada vez que ha actuado.
- b) Ruptura de una sola fase, pues solo actúa el fusible afectado por el cortocircuito quedando alimentadas las otras fases sanas, lo que puede resultar peligroso para motores trifásicos conectados a la red, por lo que estos, deben prevenir estos efectos mediante guardamotores con protección térmica, para evitar las sobrecargas de la marcha en monofásico.
- c) No protegen contra sobrecargas.

En la mayoría de sistemas rurales las líneas de alta tensión o alimentadores primarios, presentan especialmente como índice de fallas predominante, los cortocircuitos monofásicos fase - tierra, por lo que hemos previsto en el diseño de la minicentral Valladolid, utilizar como protección de respaldo contra fallas externas al transformador un relé de falla a tierra. Este relé es básicamente el relevo de sobre corriente de tiempo inverso, por el cual circula una corriente equivalente a la suma de las tres corrientes de fase.

En operación normal y sistemas equilibrados la corriente resultante es nula, mientras que con la presencia de una falla a tierra habrá una corriente resultante, que puede activar el relé.

Es importante señalar, que para la calibración de este relé debe tenerse en cuenta los desequilibrios normales de corriente que suceden al operar un fusible o un dispositivo monofásico de protección, para que el relé no actúe en este caso. (Por ejemplo permitir un desequilibrio del 50% de la corriente máxima de carga.



Especificaciones de los Seccionadores Fusibles:

Tipo	Unipolar abierto
Tensión nominal	22.86 KV
Tensión máxima	27 KV
Corriente nominal	100 A
Capacidad de interrupción	8000 A
Tensión de prueba de impulso (BIL)	110 KV
Montaje	Exterior
Cantidad	3 Unidades
Accesorios de Sujeción	Cruceta

La capacidad del fusible a utilizar en el cortacircuito, dependerá de la corriente de carga que esté entregando la central hidroeléctrica y de la coordinación que se realice con los otros elementos de protección.

Especificaciones del Relé de Sobrecorriente para fallas a tierra (I o>) (51N):

Construcción	Estado sólido
Característica tiempo - corriente	Inverso y muy inverso
Corriente nominal secundaria	5 A
Control	Monofásico
Frecuencia	60 Hz.
Voltaje auxiliar	2 A V.D.C
Contactos auxiliares	2 N.A.
Capacidad contactos	15
Rango de calibración de corriente	0.5 a 5 Amperios
Cantidad	1 unidad



Para complementar, el funcionamiento de la protección de falla a tierra del transformador de la subestación, se debe especificar el tipo de transformador de corriente que transmite la información al relé de protección para su trabajo.

Especificaciones del Transformador de Corriente (TC3):

Tipo	Con devanado primario
Relación	5015 TENSION MAX. DE SERVICIO: 18 KV
Clase	10 P (IEC)
Potencia nominal	15 VA
BIL	110 KV
Accesorios	Caja terminales secundarios Base de Sujeción
Altura sitio montaje	1546 m.s.n.m.
Tipo de montaje	Sobre cubierta fuera de gabinete
Cantidad	1 unidad

b. Protección de sobrevoltajes.

Se entiende por sobretensiones todas aquellas que exceden del valor de la tensión de servicio máximo permanente admisible, capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica.

Las sobretensiones pueden producir descargas que además de destruir o averiar seriamente el material, también pueden ser la causa de nuevas sobretensiones. Muchas veces los peligros de las sobretensiones no se deben solamente a su magnitud sino también a la forma de onda.

Se pueden distinguir dos clases de sobre tensiones:



1. Sobretensiones de origen externo, que comprenden sobre todo las sobretensiones de origen atmosférico, tales como rayos, tormentas, cargas estáticas de las líneas, etc. La amplitud de la sobretensión por ser de origen externo, no está en relación directa con la tensión de servicio de la instalación afectada.
2. Sobretensiones de origen interno, que se producen al variar las propias condiciones de servicio de la instalación, como por ejemplo oscilaciones de intensidad de corriente, variaciones de carga, descargas a tierra, etc. Este tipo de sobretensiones pueden preverse en gran parte y por lo tanto evitarse.

Para la protección de sobrevoltajes del transformador de la subestación y de la línea de alta tensión, utilizaremos los denominados pararrayos o también denominados descargadores de sobretensión.

Los pararrayos son aparatos de protección, destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, en otro caso se descargarían sobre aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y en muchos casos, desperfectos en máquinas y equipos.

Los pararrayos deben estar permanentemente conectados a las líneas, pero han de entrar en funcionamiento, únicamente cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior a la de servicio.

Los pararrayos garantizan una protección segura y tienen una larga vida útil, libre de mantenimiento, debido a su gran capacidad de descarga y a su robusta construcción con armadura inoxidable.

Los pararrayos que se usan actualmente, son los denominados



autovalvulares, nombre asignado así, en razón de que su funcionamiento tiene su símil al de una válvula de un sistema hidráulico de un embalse.

Para efectos de seleccionar un pararrayos, se deberá tomar en cuenta y determinar especialmente los siguientes aspectos:

- Tipo o clase de pararrayos deseado (Clase distribución, clase subestación, etc.)
- Tensión máxima de la red en el sitio de montaje
- Forma de puesta a tierra de la red (Neutro sólidamente puesto a tierra, a través de una resistencia o neutro aislado)

Aplicando estos tres requerimientos a nuestro caso específico determinamos que:

Es suficiente la utilización de pararrayos tipo distribución, en razón de la pequeña potencia del transformador de la subestación de la minicentral.

Que la tensión máxima en el sitio de montaje será de hasta 24.000 voltios, valor que corresponde a + 5% del voltaje nominal de la red de alta tensión (22.860 voltios) y que puede obtenerse variando el tap del transformador.

La red de distribución considera un diseño, para que trabaje como un sistema trifásico de 4 conductores, con el neutro sólidamente puesto a tierra en varios puntos.

En cuanto a este último punto, las normas ASA - NEMA, dividen a las redes trifásicas, en diferentes grupos A, B, C, D, E, dependiendo de la forma de puesta a tierra. En nuestro caso, esta se corresponde a una red tipo A.



Para el cálculo de la tensión del pararrayos, las normas NEMA recomiendan la utilización de la siguiente fórmula:

$$\text{Tensión Pararrayos} = \text{Tensión máxima} \times \text{Cifra de puesta a tierra (64)}$$

Donde, la tensión máxima es 24.000 voltios y la cifra de puesta a tierra es igual a 0,75

Aplicando la fórmula se tiene:

$$\text{Tensión pararrayos} = 24.000 \times 0,75 = 18000 \text{ Voltios}$$

Se escoge un pararrayos de tensión nominal 18 KV, que es el normalizado.

En resumen las especificaciones de los pararrayos a utilizar son las siguientes:

Tipo	Autovalvular
Clase	Distribución
Tensión primaria	22.86 KV
Tensión nominal	18 KV
Frecuencia	60 Hz
Onda de corriente	10/20 micro segundos
Altura sitio montaje	1546 m.s.n.m.
Accesorios de sujeción	montaje en cruceta
Cantidad	3 Unidades

3.5.2.3. Componentes adicionales

Los componentes adicionales de la subestación, los podemos resumir en los siguientes.



- Postes y crucetas.
- Herrajes galvanizados y conectores.
- Aisladores.
- Conductores desnudos y aislados.
- Luminarias.

Los postes de hormigón y las crucetas, constituyen el ensamblaje de soporte de la torre de salida de la subestación, en donde se ubican los pararrayos, seccionadores fusibles, aisladores, etc.

Los herrajes son elementos de sujeción de los equipos de protección, de los elementos de soporte (crucetas), de aisladores, etc. Todos los herrajes a utilizar son de hierro, de las secciones y formas normalizadas y cuya superficie terminada tendrá un proceso de galvanizado por inmersión en caliente.

Los conectores de ranura paralela de aluminio, se utilizan para interconectar los conductores desnudos de aluminio y los conectores perno partido de cobre-aluminio, para unir conductores de material cobre y aluminio o solamente cobre.

Los aisladores que se montan en la estructura de la subestación, deberán satisfacer los requerimientos establecidos por las normas ANSI. Así se usan aisladores de suspensión ANSI 52-1 y aisladores tipo pin ANSI 56-1 en las fases de salida de la línea de alta tensión; el neutro de la red sale a través de un aislador tipo rollo clase ANSI 53-2.

Se dispone de una luminaria de luz de mercurio, tipo cerrado, 100 W - 220 V., para la iluminación nocturna de la zona de la subestación.

Los conductores desnudos y aislados utilizados son los siguientes:



- Conductor de cobre desnudo, cableado, calibre # 1/0 AWG, para conectar la malla de tierra de la central, con el punto neutro del lado de alta del transformador.
- Conductor de cobre desnudo, cableado, calibre # 2 AWG, para conectar a tierra los pararrayos y el neutro de la línea de alta tensión.
- Conductor de aluminio, 7 hilos, tipo ACSR, calibre # 2 AWG, utilizado en las fases de la línea de alta tensión, que se origina en los bornes del primario del transformador de la subestación.

Para la interconexión eléctrica entre el tablero de control del generador y el lado de baja tensión del transformador de la subestación, se utiliza conductor de cobre aislado para 600 V., tipo TTU, para 75°C y calibre 400 MCM. Este conductor está en capacidad de conducir hasta 335 amperios (capacidad de conducción en bandeja a temperatura ambiente de 30°C) que es un valor cercano a la corriente nominal del generador de 312.73 amperios.

3.6. DISEÑO DE MALLA A TIERRA PARA LA SUBESTACIÓN DE LA MINICENRAL VALLADOLID.

El dimensionamiento de una red de tierras, consiste en el cálculo de un conjunto de elementos dispersores convenientemente conectados, de tal forma que se tenga una resistencia a tierra resultante.

Para ello se debe localizar un plano del área del lugar donde se va a instalar la subestación en nuestro caso es de (6mx5m), la corriente máxima de falla tomada de los bornes del generador cuyo valor es de 3.22KA, los datos de campo de la medición de la resistividad del suelo obtenidos mediante un megger de tierra y utilizando el método de los cuatro electrodos que de 32.77Ωm .



El cálculo de la malla a tierra se lo realizo empleando un programa en Microsoft EXCEL aplicando las formulas de la I.E.E.E. (ver *Anexo C 1 y 2*).

Los resultados obtenidos para la malla a tierra de la subestación son:

Parámetros	Valores	Unidades	Descripción
na	4,93	u	Se considerara cinco retículas
nb	3,94	u	Se considerara cuatro retículas
Lc	1,61	m	Se considera 1,61m debido al espacio disponible en sitio
a	4,8	m	Ancho de diseño
b	6,4	m	Longitud de diseño
S	4	AWG	Se considera el conductor de Cu desnudo cableado 1/0
Nb	20	u	Varilla de Copperweld con conector de 2.40m
L	48,27	m	Se tomara 50m de conductor
Km	0,388	pu	Coficiente de conductores enterrados
Ki	2,21	pu	Coficiente de irregularidad
Rm	10,80	Ω	Resistencia de malla
Rb	0,82	Ω	Resistencia para 18 barras
Rt	0,76	Ω	Resistencia total del sistema de malla



CAPITULO IV

ANALISIS FINANCIERO PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID

4.1. INTRODUCCIÓN

El análisis financiero es una técnica de evaluación del comportamiento operativo de una empresa, diagnóstico de la situación actual y predicción de eventos futuros y que, en consecuencia, se orienta hacia la obtención de objetivos previamente definidos. Por lo tanto, el primer paso en un proceso de ésta naturaleza es definir los objetivos para poder formular, a continuación, los interrogantes y criterios que van a ser satisfechos con los resultados del análisis

Cuando se habla de análisis financiero, se hace referencia al proceso que comprende la recopilación, interpretación, comparación y estudio de los estados financieros y datos operacionales de un negocio. Esto implica el cálculo e interpretación de porcentajes, tasas, tendencias, indicadores y estados financieros complementarios o auxiliares, los cuales sirven para evaluar el desempeño financiero y operacional de la firma ayudando así a los administradores, inversionistas y acreedores a tomar sus respectivas decisiones.

Un Estudio de Viabilidad o Factibilidad establece las condiciones que hacen viable el proyecto de inversión, o sea, que permiten su realización con éxito; determina asimismo las funciones o prioridades a tener en cuenta durante todo su desarrollo. Para realizar este estudio de viabilidad se deben utilizar los métodos tradicionales para la Evaluación Financiera de un proyecto de inversión como son el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Rendimiento y



el Período de Recuperación; no obstante, es importante también determinar y conocer cuál es el Punto de Equilibrio en la producción.

Es inobjetable la importancia que reviste para cualquier empresa el control que debe existir de los recursos materiales, financieros y humanos. Dentro de una organización, el proceso administrativo constituye un desarrollo armónico donde están presentes las funciones de planeación, organización, dirección y control.

El presente trabajo analiza un tema que en los momentos actuales es de gran importancia en el desarrollo económico de la región sur del país; por lo que es significativo disponer de una información contable eficiente que permita el análisis de los principales indicadores económicos financieros y la toma adecuada de decisiones para determinar la factibilidad o no de invertir en el presente proyecto.

4.2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La experiencia y la intuición son importantes en la toma de decisiones en lo relacionado a los proyectos de inversión, pero también se deben considerar los procedimientos y reglas que permitan evaluar y seleccionar objetivamente las propuestas más rentables.

4.2.1. Principales criterios de evaluación

La elaboración de presupuestos de capital y el análisis de la rentabilidad de las inversiones mediante la aplicación de métodos convencionales de evaluación de proyectos, garantizan que se va a seleccionar los que prometen maximizar el valor de las empresas.



El procedimiento para evaluar un proyecto de inversión es diferente de acuerdo a la naturaleza o destino de la inversión, inclusive de un proyecto a otro; sin embargo, casi siempre se debe realizar lo siguiente:

- ✓ Determinar el monto de la inversión o gastos de capital requerido.

INVERSIÓN DEL PROYECTO		
INVERSIONES	TOTAL INVERSIÓN	TOTAL GENERAL
Maquinaria y equipos	\$ 197.212,30	
Reconstrucción de la Captación (obra civil)	\$ 42.924,49	\$ 240.136,79

- ✓ Determinar el costo de capital o tasa de descuento apropiada para el proyecto.
- ✓ Calcular los flujos de efectivo netos que se aspira genere el proyecto.
- ✓ Aplicar un método de evaluación de proyectos.
- ✓ Aceptar o rechazar el proyecto.

4.2.2. Valor Actual Neto –VAN

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Esto significa que se deben sumar todos los flujos de dinero descontados en el presente y se resta la inversión inicial, lo que equivale a comparar todas las ganancias esperadas, año a año, contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero.

Para aceptar un proyecto, las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará como resultado que el VAN sea mayor que cero.



Para el caso del presente proyecto de inversión, se tiene un VAN positivo de 6,430.35, calculada en base a una tasa de descuento del 12% anual, lo que demuestra que la inversión es aceptable o factible de realizarse **Anexo D 6**.

4.2.3. Tasa Interna de Retorno -TIR

Se la define como la tasa que permite que el valor actual que se espera de las entradas de efectivo, sean iguales al valor actual de las salidas de efectivo de la inversión. Una vez que se calcula la TIR se compara con la tasa mínima de rendimiento aceptable -TMAR que requiere la empresa.

La TIR para este proyecto es del 12.67%, que es superior a la TMAR que es del 12%, aceptable si se compara con la tasa que reconocen las entidades bancarias por los depósitos a un año que es 6.25%. Como la TIR es mayor que la tasa que se requiere, entonces la inversión es aceptable desde el punto de vista económico. En el caso de que esta tasa sea menor que la tasa que se requiere, la inversión se debe rechazar sobre bases económicas **Anexo D 7**.

4.2.4. Período de Recuperación

Se lo define como el número de años que se requieren para que las entradas de efectivo compensen con las salidas de efectivo de una inversión. Para ello simplemente se cuenta el número de años que toma a las entradas de efectivo proyectadas igualar a las salidas de efectivo proyectadas.

Para el presente proyecto a ejecutarse, se tiene que en el año 5.47; es decir, en el año 5 y medio prácticamente se recuperará la inversión **Anexo D 6**.



4.2.5. Punto de equilibrio

Evalúa los resultados de las actividades de producción y venta de bienes o servicios. Corresponde al nivel en el cual los ingresos son iguales a los costos y gastos. Dicho de otra manera, es el punto donde no existen ni pérdidas ni ganancias; es decir, el punto de equilibrio es el nivel de producción en el que los beneficios por ventas son exactamente iguales a la suma de los costos fijos y los variables.

En el presente proyecto de inversión, el punto de equilibrio se lo obtiene cuando la producción alcanza un 72.45%, de ahí para adelante, se reflejan las utilidades o ganancias que se obtienen en el proceso de producción **Anexo D 8 y 9.**

En el **Anexos D** los literales 10 al 16 podemos apreciar el plan de inversión del proyecto, resumen de costos y gastos, flujo de caja proyectado, estado de pérdidas y ganancias proyectado, balance general histórico proyectado, tasa interna de retorno del inversionista y resultado de la evaluación financiera.



CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- ✓ Con la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica Valladolid, permitirá a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. ser una empresa con mayor aceptación en país por su alto índice de gestión para poner en marcha proyectos de generación de energía eléctrica.
- ✓ La inversión que requiere el presente proyecto hidroeléctrico para su funcionamiento será de \$ 240.136,76, que de acuerdo a su análisis financiero se podrá recuperar en un periodo de 5.47 años, siendo un proyecto rentable para la E.E.R.S.S.A.
- ✓ El montaje, suministro e instalación de los equipos electromecánicos y eléctricos de la minicentral estarán sujetos a modificaciones según los requerimientos del fabricante y de la E.E.R.S.S.A.



5.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Cuando la central hidroeléctrica ha salido fuera de servicio por la operación de alguna de sus protecciones, es necesario que se analice la naturaleza del fallo ocurrido y se proceda a identificar el problema, previo a reiniciar nuevamente su puesta en marcha.
- ✓ La puesta en marcha de la central, sin identificar plenamente la falla que provocó su salida de servicio, puede provocar serios daños especialmente en el equipamiento eléctrico.
- ✓ Si el operador no puede definir el problema existente, será recomendable que su solución, sea encargada al personal técnico especializado.
- ✓ Se debe realizar un mantenimiento en las obras civiles, equipos eléctricos y electromecánicos que permitirá un mayor rendimiento de los mismos, y por ende una mejor producción de energía eléctrica percibiendo así buenos ingresos para la E.E.R.S.S.A.
- ✓ Para la selección del tipo de generador eléctrico (sincrónico ó asíncrono) se recomienda considerar como aspecto fundamental las características técnicas de cada un de ellos y no el costo que representa al invertir en su compra.



BIBLIOGRAFÍA

LIBROS:

- **DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGETICA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**, Pedro Fernández Díez.
- **INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP, ITDG.** Alfonso Carrasco, Director del ITDG-Perú.
- **PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.** Ramiro Ortiz Flórez, Ing. Eléctrico Máster en centrales eléctricas y subestaciones.

TESIS:

- **DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTICO Y DE CONTROL DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 100KW.** Jorge Hernando Mera Velazco, Ing. Eléctrico- Escuela Politécnica Nacional.

E-MAIL:

- **adrieliza1962@yahoo.es** Dra. Mgs. Adriana Apolo de M. Servicios Profesionales en Auditoria, Contabilidad, Finanzas, Tributación, SRI y Proyectos de Inversión.

SITIOS WEB:

- **www.aesbol.freeyellow.com**
- **www.caminosca.com**
- **www.ecuatran.com**
- **www.termica.webhop.info/**



ANEXOS



ANEXO A



ANEXO A 1

ESQUEMA DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA



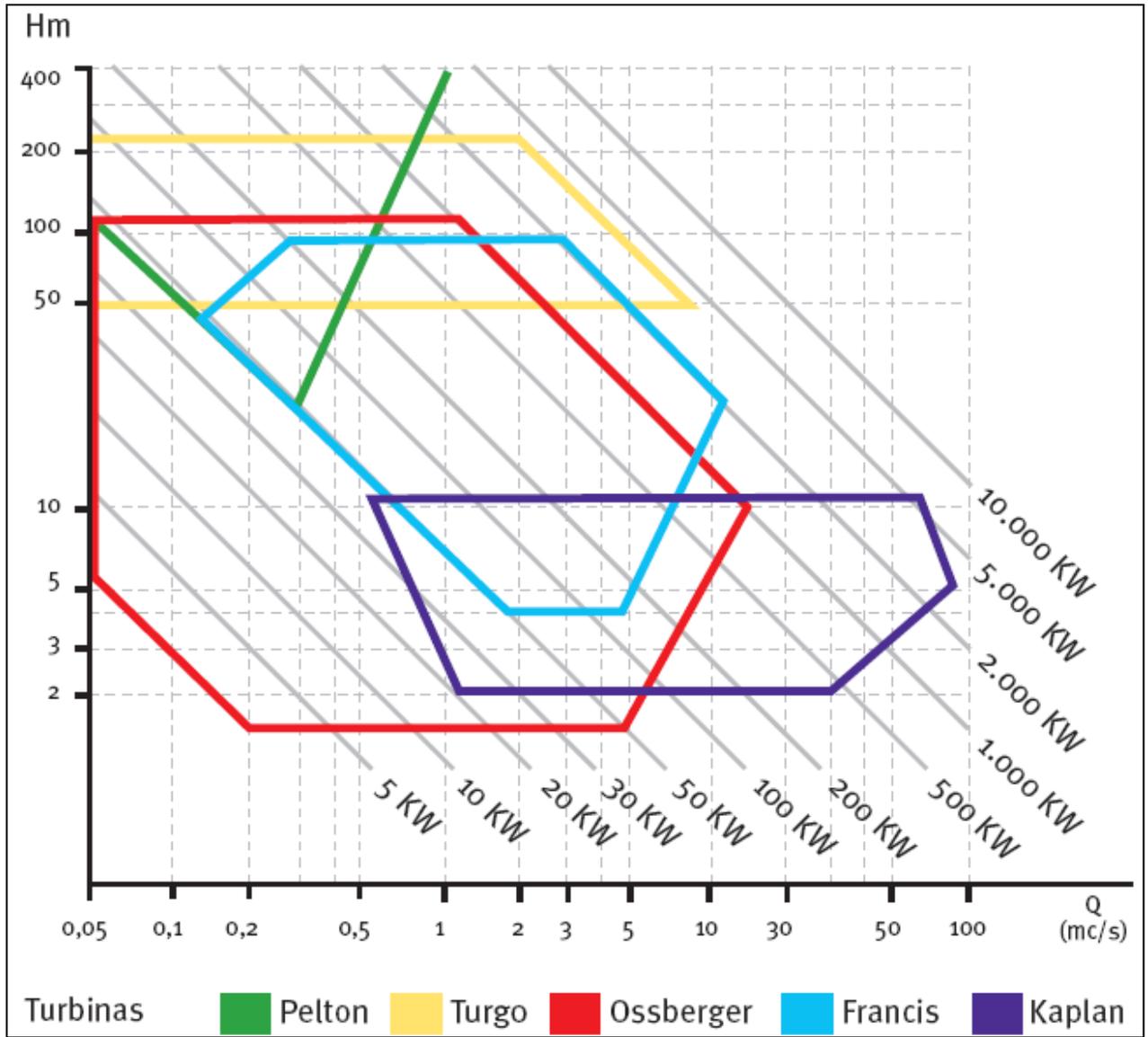
**ANEXO A | CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS
2 | HIDRÁULICAS.**

TURBINA		Inventor y año de patente	N _s rpm, HP, m,	Q m ³ /s	H m	P kW	η _{máx.} %
A C C I Ó N	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G: Bretaña) 1920	60-260	0.025- 10	15-300	5-8000	85
	MICHELL- BANKI	A:G: Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung) 1917- 1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
R E A C C I Ó N	BOMBA RODINÁMICA	Dionisio Papin(Francia)1689	30-170	0.05- 0.25	10-250	5-500	80
	FRANCIS	James Francis (G.Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	3-750	2-750000	92
	DERIAZ	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100000	92
	KAPLAN y de Hélice	V. Kaplan (Austria)1912	300-800	100	5-80	2-200000	93
	AXIALES: Tubular. Bulbo. Generador periférico	Kühne-1930 Hugein-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100000	93



ANEXO A | DIAGRAMA DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS

3





ANEXO A | CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS EN
4 | FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD ESPECÍFICA.

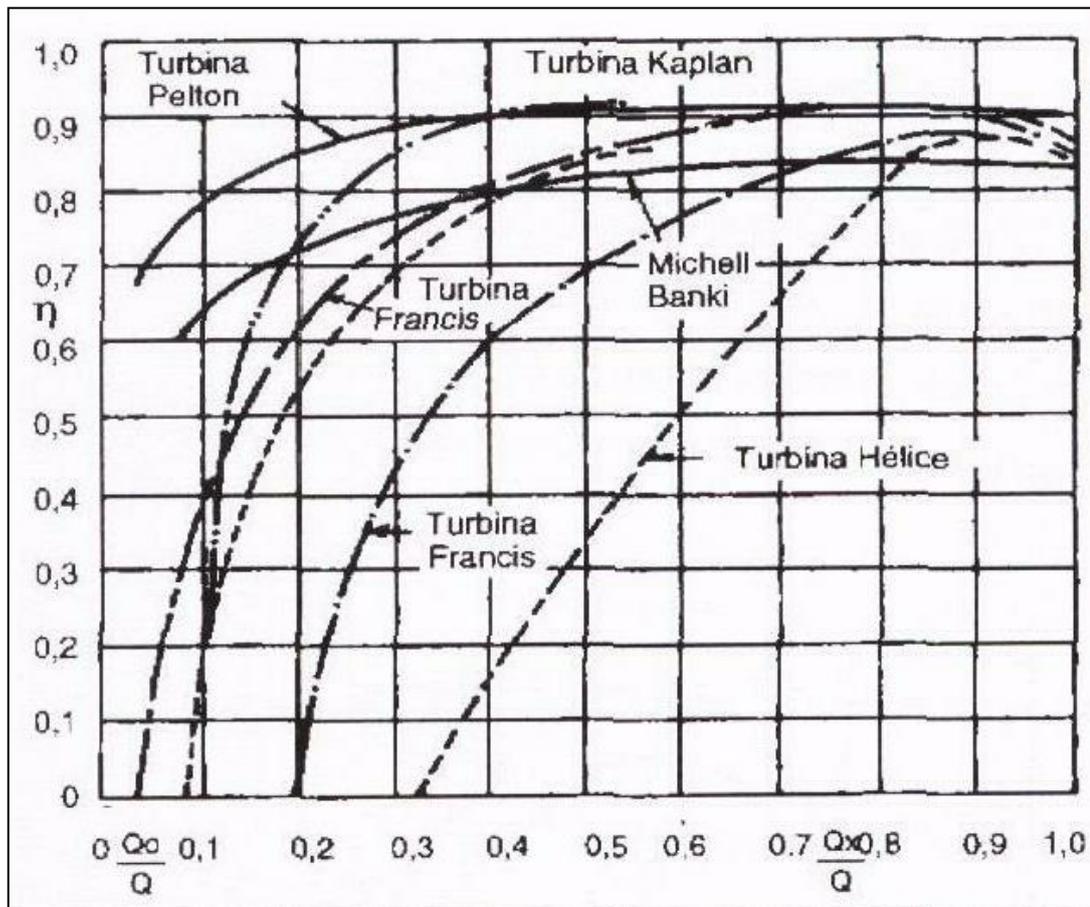
Tipo de turbina	Velocidad Especifica	Salto (metros)
Peltón 1 inyector	<35	Hasta 1400
Peltón 2 inyector	17 – 50	400 – 800
Peltón 4 inyector	24 – 70	100 – 400
Michell-Banki	29 – 220	10 – 260
Francis muy lenta	55 – 70	200 – 400
Francis lenta	70 – 120	100 – 200
Francis media	120 – 200	50 – 100
Francis veloz	200 – 300	25 – 50
Francis muy veloz	300 – 450	15 – 25



ANEXO A

5

ENSAYO BAJO SALTO Y VELOCIDAD DE ROTACIÓN CONSTANTE Y CAUDAL VARIABLE

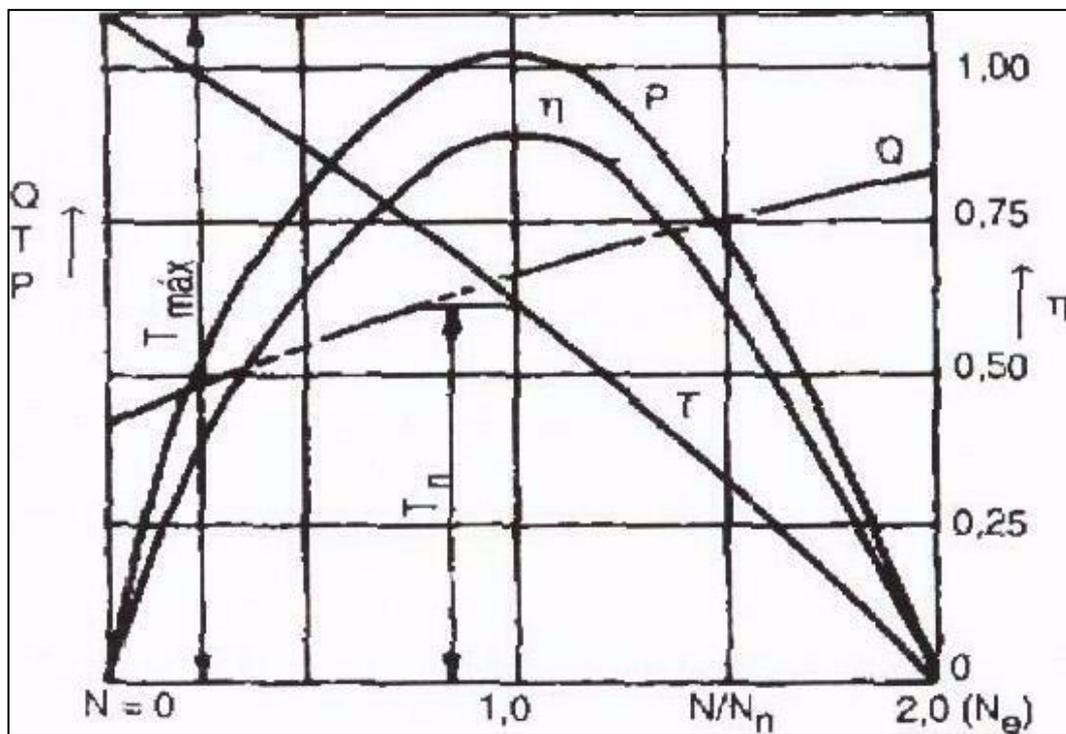




ANEXO A

6

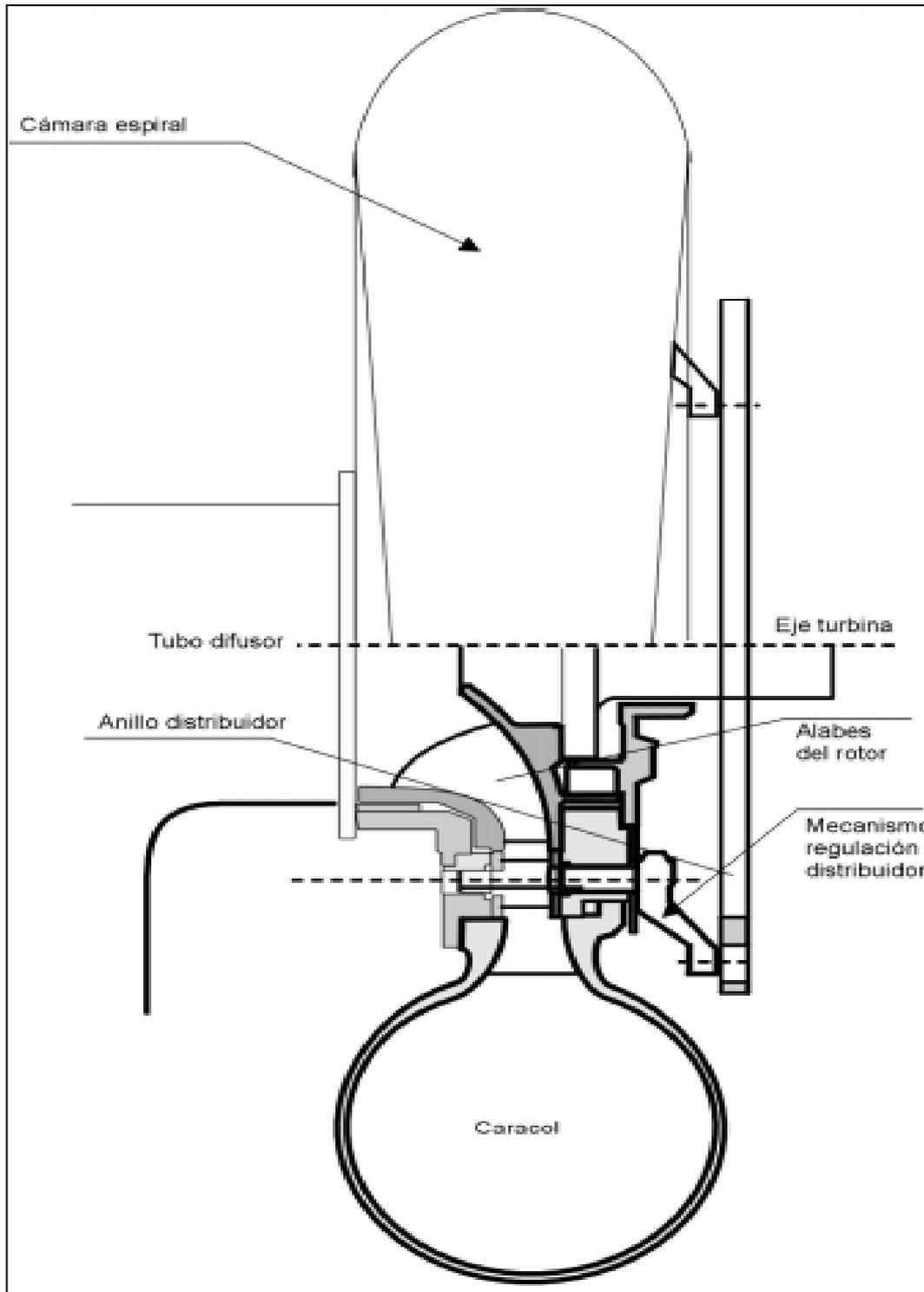
ENSAYO A CONDICIONES DE SALTO Y APERTURA DEL DISTRIBUIDOR CONSTANTE Y VELOCIDAD DE ROTACIÓN VARIABLE



ANEXO A

7

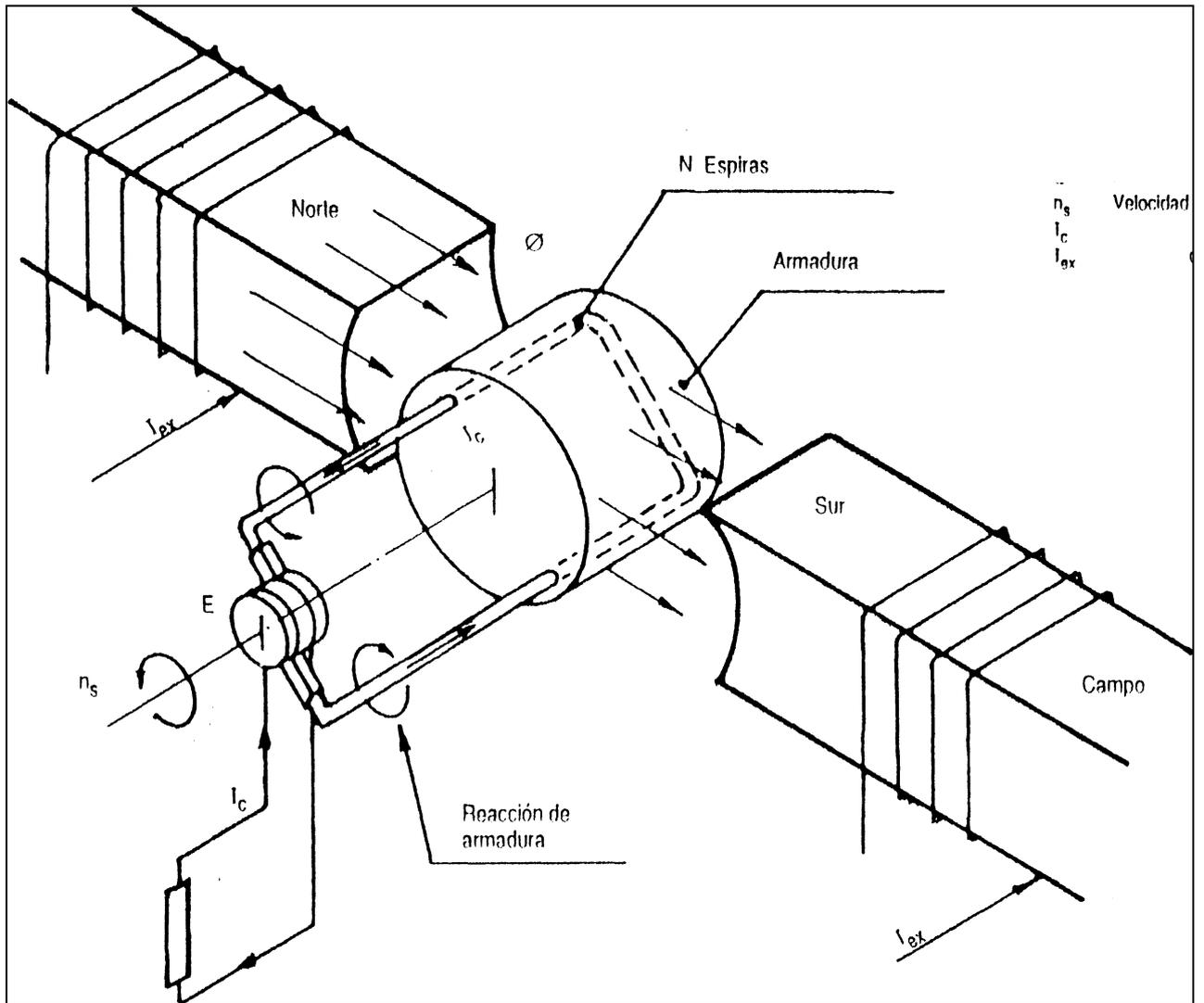
ALABES DISTRIBUIDORES DE LA TURBINA FRANCIS



ANEXO A

8

PRINCIPIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA





ANEXO B



ANEXO B 1

BOCATOMA LATERAL PROYECTO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA VALLADOLID



ANEXO B 2

DESRIPIADOR



ANEXO B 3

DESARENADOR



ANEXO B 4

LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO PLANIMETRÍA



ANEXO B 5

LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO PERFIL



ANEXO B 6

TANQUE DE PRESIÓN



ANEXO B 7

TUBERIA DE PRESIÓN



ANEXO B 8

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA VALLADOLID



ANEXO B 9

DGITAL LOAD CONTROLLER FOR SYNCHRONOUS GENERATOR (TYPICAL APLICACION)



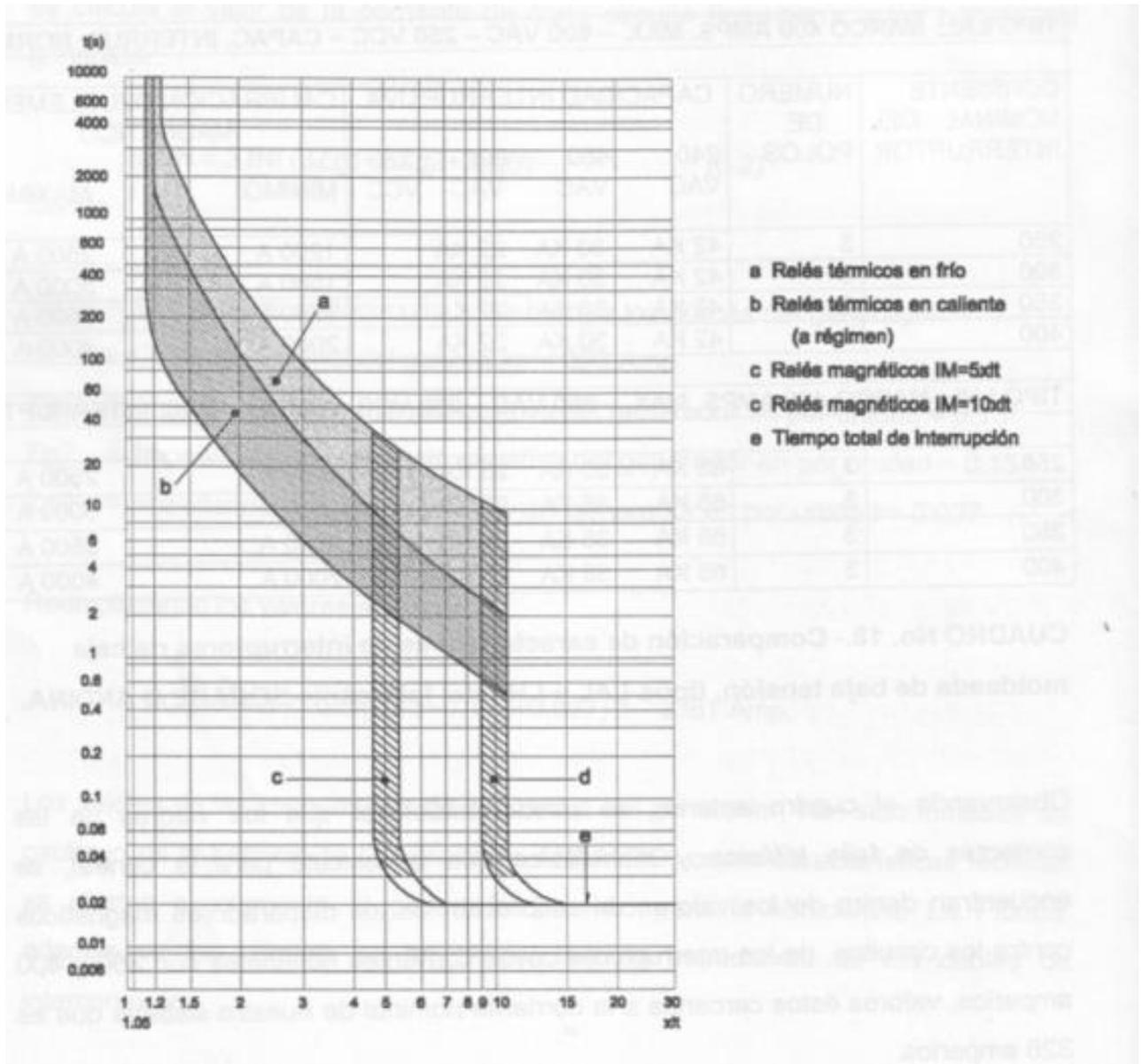
ANEXO B 10

MONTAJE DE TURBINA FRANSIS DE EJE HORI ZONTAL

ANEXO B

13

**CURVA TÍPICA TIEMPO-CORRIENTE DE
LOS RELÉS TERMOMAGNÉTICOS DE UN
INTERRUPTOR EN CAJA MOLDEADA
SACE-MODUL TIPO N 400.**





ANEXO C



**ANEXO C | PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA A TIERRA DE LA MINICENTRAL
1 | HIDROELECTRICA VALLADOLID.
DATOS Y FORMULAS EMPLEADOS**

DATOS INICIALES			
Parámetros	Valores	Unidades	Descripción
$I_{cc\ 1f}$	3,22	KA	Corriente de cortocircuito monofásico
ρ	32,77	Ω -m	Resistividad del terreno
$R_{t\leq}$	1	Ω	Resistencia total requerida
h	0,5	m	Profundidad de malla
t	0,5	s	Tiempo de despeje de falla
T_m	450	$^{\circ}C$	Temperatura de fusión $450^{\circ}C$ para unión con autofusión
T_a	20	$^{\circ}C$	Temperatura ambiente $28^{\circ}C$ max en Loja
D1	1	pu	Para despeje de falla de 0,5s
D2	1,15	pu	Factor de crecimiento
a	5	m	Ancho destinado para mallado
b	6	m	Longitud destinado para mallado



ANEXO C

2

PROGRAMA PARA CALCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

RESULTADOS			
Parámetros	Valores	Unidades	Descripción
na	4,93	u	Se considerara cinco retículas
nb	3,94	u	Se considerara cuatro retículas
Lc	1,61	m	Se considera 1,61m debido al espacio disponible en sitio
a	4,8	m	Ancho de diseño
b	6,4	m	Longitud de diseño
S	4	AWG	Se consideta el conductor de Cu desnudo cableado 1/0 AWG
Nb	20	u	Varilla de Copperweld con conector de 2.40m
L	48,27	m	Se tomara 50m de conductor
Km	0,388	pu	Coefficiente de conductores enterrados
Ki	2,21	pu	Coefficiente de irregularidad
Rm	10,80	Ω	Resistencia de malla
Rb	0,82	Ω	Resistencia para 18 barras
Rt	0,76	Ω	Resistencia total del sistema de malla



ANEXO D

ANEXO D
1COSTO RECONSTRUCCIÓN DE LA
OBRA CIVIL

VOLUMEN EN m3 RECONSTRUCCIÓN OBRA CIVIL	
BOCATOMA	19,84
DESRIPIADOR	70,95
ALIVIADERO 1	3,07
COMPUERTA DE ENTRADA AL DESARENADOR	3,6
DESARENADOR 1	55,21
ALIVIADERO 2	6,15
ALIVIADERO 3	3,66
REJILLA DE ENTRADA AL CANAL	15,389
TOTAL:	177,869

COSTO m3 DE HORMIGÓN ARMADO Hº.Aº. DE 210 Kg/cm2				
MATERIALES	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
GRAVA	m3	0,65	\$ 16,00	\$ 10,40
ARENA	m3	0,45	\$ 16,00	\$ 7,20
CEMENTO	SACO	9	\$ 7,00	\$ 63,00
ENCOFRADO	UNIDAD	1	\$ 25,00	\$ 25,00
HIERRO (∅ 16mm promedio)	UNIDAD	1	\$ 40,00	\$ 40,00
SIKA	GALONES	0,5	\$ 3,00	\$ 3,00
			SUBTOTAL 1:	\$ 148,60
OTROS RUBROS				
MANO DE OBRA (30% MATERIALES)				\$ 44,58
HERRAMIENTAS (15% MATERIALES)				\$ 22,29
			SUBTOTAL 2:	\$ 66,87
IMPREVISTOS				
IMPREVISTOS 12% (SUBTOTAL 1 Y 2)				\$ 25,86
COSTO m3 HORMIGON ARMADO DE 210Kg/cm2				\$ 241,33
COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN PARA LA RECONSTRCCIÓN DE LA OBRA CIVIL				\$ 42.924,49



ANEXO D

2

**RENUMERACIÓN PERSONAL REQUERIDO PARA EL
FUNCIONAMIENTO DE LA MINICENTRAL**

ROLES DE PAGOS DEL PERSONAL A REQUERIR EN LA MINICENTRAL HIDROELECTRICA VALLADOLID							
ITEM	CARGO	SUELDO	APORTE PATRONAL	DECIMO TERCERO	DECIMO CUARTO	COSTO MENSUAL	COSTO ANUAL
1	Operador	\$ 335,00	\$ 38,02	\$ 27,92	\$ 17,50	\$ 418,44	\$ 5.021,28
2	Operador	\$ 335,00	\$ 38,02	\$ 27,92	\$ 17,50	\$ 418,44	\$ 5.021,28
3	Operador	\$ 335,00	\$ 38,02	\$ 27,92	\$ 17,50	\$ 418,44	\$ 5.021,28
4	Cuidador Hidráulico	\$ 310,00	\$ 35,19	\$ 25,83	\$ 17,50	\$ 388,52	\$ 4.662,24
5	Cuidador Hidráulico	\$ 310,00	\$ 35,19	\$ 25,83	\$ 17,50	\$ 388,52	\$ 4.662,24
6	Cuidador Hidráulico	\$ 310,00	\$ 35,19	\$ 25,83	\$ 17,50	\$ 388,52	\$ 4.662,24
TOTAL:							\$ 29.050,56



ANEXO D | **GASTOS POR MANTENIMIENTO DE LA MINICENTRAL VALLADOLID**
3

GASTOS POR MANTENIMIENTO	
DESCRIPCIÓN	COSTO
REMUNERACIÓN PERSONAL TECNICO	\$ 1.200,00
MATERIALES	\$ 7.000,00
SUMINISTROS Y ENSERES MENORES	\$ 1.000,00
REPUESTOS Y ACCESORIOS DE EQUIPOS ELECTRICOS	\$ 10.000,00
IMPREVISTOS	\$ 2.000,00
TOTAL	\$ 21.200,00



ANEXO D
4 | **COSTOS DEL SUMINISTRO PARA EQUIPOS ELECTRICOS, HIDRAULICOS Y ELECTROMECAÑICOS DE LA MINICENTRAL**

ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	TOTAL
Diseño, fabricación y suministro de los equipos hidráulicos, eléctricos y electromecánicos para una minicentral hidráulica, destinada a servicio en paralelo con la red principal.	1	\$ 166.517,86	\$ 166.517,86
Trasformador trifásico de 300kVA tipo convencional, MARCA ECUATRAN S.A.	1	\$ 9.200,00	\$ 9.200,00
Seccionador Fusible unipolar, intercambiable, clase distribución, corriente nominal 100 ^a . Tensión maxima de diseño 27KV, capacidad de interrupción asimétrica 12KA, BIL 125KV, marca DELMAR-Brasil modelo DHC, Catálogo del aislador 3.01.07.068-, Cat. Tubo 3.01.08.048-8	3	\$ 66,67	\$ 200,00
Pararrayos autoválvula clase distribución de 18 KV	3	\$ 54,85	\$ 164,55
		SUBTOTAL	\$ 176.082,41
		IVA 12%	\$ 21.129,89
		TOTAL	\$ 197.212,30



ANEXO D

5

**INVERSIÓN DEL PROYECTO.
DEPRECIACIÓN.
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA.**

INVERSIÓN DEL PROYECTO		
INVERSIONES	TOTAL INVERSIÓN	TOTAL GENERAL
Maquinaria y equipos	\$ 197.212,30	
reconstrucción obra civil	\$ 42.924,49	\$ 240.136,79

DEPRECIACIÓN MAQUIMARIA Y EQUIPOS			
VIDA ÚTIL 10 AÑOS		D E T A L L E	DEPRECIACIÓN ANUAL
AMORTIZACIÓN ANUAL	10%		
MINICENTRAL VALLADOLID		Costo total	
Equipos hidráulicos, eléctricos y electromecánicos		\$ 240.136,79	\$ 24.013,68

INGRESO POR GENERACIÓN DE ENERGIA							
DENOMINACIÓN	POTENCIA OBTENIDA (kW)	PRECIO DE VENTA UNITARIO DE ENERGIA (USD/Kw-h)	FACTOR DE PLANTA	TIEMPO DE GENERACIÓN		\$ VENTA DIARIA	\$ VENTA ANUAL
				DIA	AÑO		
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	260,7	0,045	0,85	24	365	\$ 239,32	\$ 87.352,75

INGRESOS POR POTENCIA ENTEGADO AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO				
DESCRIPCIÓN	PRECIO POR POTENCIA REMUNERABLE (USD/KW)	POTENCIA REMUNERABLE (kW)	INGRESOS MENSUAL (USD)	INGRESOS ANUAL (USD)
INGRESOS POR POTENCIA	5,7	221,6	1.263,12	15.157,44

TOTAL DE INGRESOS ANUAL	\$ 102.510,19
--------------------------------	----------------------



ANEXO D

INDICES FINANCIEROS

6

<i>Período</i>	2	3	4	Promedio
COMPOSICIÓN DE ACTIVOS				
Activo corriente/activos totales	19,5%	32,9%	44,8%	32,4%
Activo fijo/activos totales	80,5%	67,1%	55,2%	67,6%

APALANCAMIENTO				
Pasivos totales/activos totales	3,8%	3,6%	3,4%	3,6%
Pasivos corrientes/activos totales	3,8%	3,6%	3,4%	3,6%
Patrimonio/activos totales	96,2%	96,4%	96,6%	96,4%

COMPOSICIÓN DE COSTOS Y GASTOS				
Costos directos/costos y gastos totales	64,7%	64,7%	64,7%	64,7%
Costos indirectos/costos y gastos totales	35,3%	35,3%	35,3%	35,3%
Costo de ventas/costos y gastos totales	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Costo materia prima/costos y gastos totales	25,6%	25,6%	25,6%	25,6%
Costo suministros y servicios/costos y gastos totales	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Costo mano obra directa/costos y gastos totales	39,1%	39,1%	39,1%	39,1%
Costo mano obra indirecta/costos y gastos totales	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Total remuneraciones/costos y gastos totales	40,7%	40,7%	40,7%	40,7%

LIQUIDEZ USD				
Flujo operacional	52.259,6	52.259,6	52.259,6	52.259,6
Flujo no operacional	0,0	(10.239,2)	(10.239,2)	(6.826,1)
Flujo neto generado	52.259,6	42.020,5	42.020,5	45.433,5
Saldo final de caja	52.259,6	94.280,1	136.300,6	94.280,1
Capital de trabajo	42.020,5	84.040,9	126.061,4	84.040,9
Indice de liquidez (prueba ácida)	5,1	9,2	13,3	9,2
Indice de solvencia	5,1	9,2	13,3	9,2

RETORNO				
Tasa interna de retorno financiera (TIRF)	12,67%			
Tasa interna de retorno del inversionista (TIRI)	12,67%			
Valor actual neto (VAN)	6.430,35	USD		
Período de recuperación (nominal)	5,47	AÑO		
Coefficiente beneficio/costo	1,03			
Utilidad neta/patrimonio (ROE)	6,98%	6,52%	6,12%	6,54%
Utilidad neta/activos totales (ROA)	6,71%	6,29%	5,92%	6,30%
Utilidad neta/ventas	17,57%	17,57%	17,57%	17,57%
Punto de equilibrio	72,45%	72,45%	72,45%	72,45%

SOCIALES USD				
Sueldos y salarios	30.250,56	30.250,56	30.250,56	30.250,56
Valor agregado	58.496,51	58.496,51	58.496,51	58.496,51
Costo de oportunidad	12,00%	AÑO		



ANEXO D

PUNTO DE EQUILIBRIO

8

COSTOS Y GASTOS	TIPO	2	3	4	5	6	2	3	4	5	6
		Fijo					Variable				
Mano de obra directa	Fijo	29.050,6	29.050,6	29.050,6	29.050,6	29.050,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mano de obra indirecta	Fijo	1.200,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	1.200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales directos	Fijo	19.000,0	19.000,0	19.000,0	19.000,0	19.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Materiales indirectos	Variable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Suministros y servicios	Fijo	1.000,0	1.000,0	1.000,0	1.000,0	1.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costos indirectos	Variable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mantenimiento y seguros	Fijo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Depreciaciones	Fijo	24.013,7	24.013,7	24.013,7	24.013,7	24.013,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Amortizaciones	Fijo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastos administrativos	Fijo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastos de ventas	Fijo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Comisiones sobre ventas	Variable	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gastos financieros	Fijo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL		74.264,2	74.264,2	74.264,2	74.264,2	74.264,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VENTAS		102.510,2	102.510,2	102.510,2	102.510,2	102.510,2					

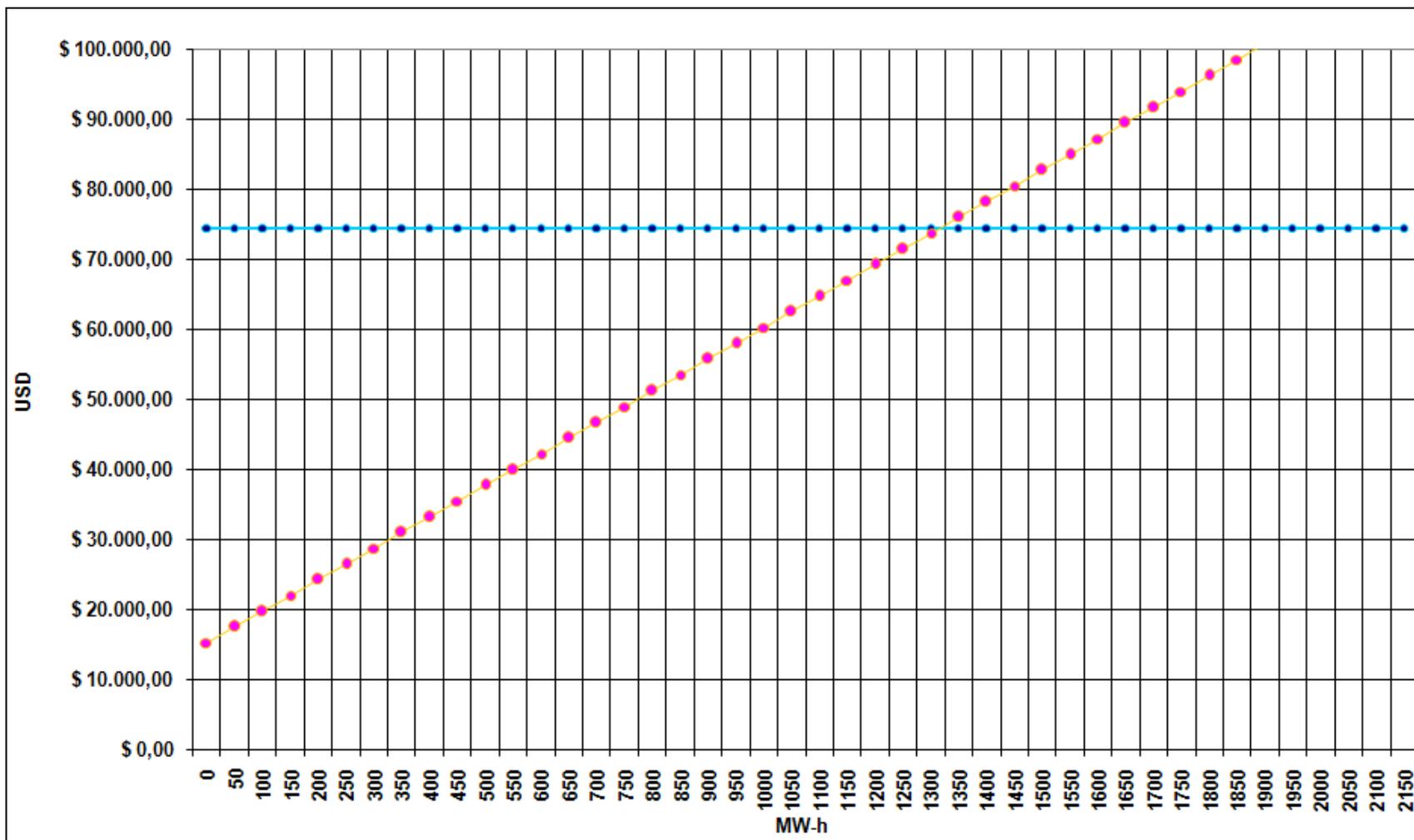
PUNTO DE EQUILIBRIO	72,45%	72,45%	72,45%	72,45%	72,45%
----------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------



ANEXO D

9

GRAFICA DEL PUNTO DE EQUILIBRIO





ANEXO D

10

PLAN DE INVERSIONES

MESES PREOPERATIVOS: 12

		INVERSION			
		REALIZADA	PROYECTO - FASE PREOPERATIVA		TOTAL
		USD	1		
ACTIVOS FIJOS OPERATIVOS					
Terreno			0,00		0,00
Reconstrucción Obra Civil			42.924,49		42.924,49
Equipos			197.212,30		197.212,30
ACTIVOS FIJOS ADMINISTRACION Y VENTAS					
X			0,00		0,00
SUBTOTAL			240.136,79		240.136,79
ACTIVOS DIFERIDOS		USD			
SUBTOTAL			0,00		0,00
CAPITAL DE TRABAJO					
SUBTOTAL			0,00		0,00
OTROS ACTIVOS					0,00
INVERSION TOTAL		USD	240.136,79		240.136,79
POR FINANCIAR			240.136,79		240.136,79



ANEXO D

13

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS PROYECTADO

USD

	1		2		3		4		5	
	MONTO	%								
Ventas Netas	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00
Costo de Ventas	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45
UTILIDAD BRUTA EN VENTAS	28.245,95	27,55								
Gastos de ventas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de administración	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACIONAL	28.245,95	27,55								
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros egresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES PARTICIPACION	28.245,95	27,55								
Participación utilidades 15%	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13
Corpei 0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES IMP.RENTA	24.009,06	23,42								
Impuesto a la renta 25,00%	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	18.006,79	17,57								
Rentabilidad sobre:										
Ventas Netas	17,57%		17,57%		17,57%		17,57%		17,57%	
Utilidad Neta/Activos (ROA)	6,71%		6,29%		5,92%		5,59%		5,29%	
Utilidad Neta/Patrimonio (ROE)	6,98%		6,52%		6,12%		5,77%		5,45%	
Porcentaje de reparto de utilidades	0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%	
Reserva legal	1.800,68		1.800,68		1.800,68		1.800,68		1.800,68	



BALANCE GENERAL HISTORICO Y PROYECTADO

USD

	6		7		8		9		10	
	MONTO	%								
Ventas Netas	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00	102.510,19	100,00
Costo de Ventas	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45	74.264,24	72,45
UTILIDAD BRUTA EN VENTAS	28.245,95	27,55								
Gastos de ventas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de administración	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACIONAL	28.245,95	27,55								
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros egresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES PARTICIPACION	28.245,95	27,55								
Participación utilidades 15%	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13	4.236,89	4,13
Corpei 0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD (PERDIDA) ANTES IMP.RENTA	24.009,06	23,42								
Impuesto a la renta 25,00%	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86	6.002,26	5,86
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	18.006,79	17,57								
Rentabilidad sobre:										
Ventas Netas	17,57%		17,57%		17,57%		17,57%		17,57%	
Utilidad Neta/Activos (ROA)	5,02%		4,78%		4,57%		4,37%		4,18%	
Utilidad Neta/Patrimonio (ROE)	5,17%		4,92%		4,69%		4,48%		4,29%	
Porcentaje de reparto de utilidades	0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%	
Reserva legal	1.800,68		1.800,68		1.800,68		1.800,68		1.800,68	



ANEXO D

16

RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La presente hoja tiene como objetivo presentar una evaluación financiera del proyecto en función de los resultados obtenidos en las proyecciones, sobre la base de la información ingresada por el usuario. Cabe destacar que para una correcta evaluación es necesario contemplar los siguientes aspectos:

- a) Calidad de la información.
- b) Definición de los supuestos (variables endógenas del proyecto), considerando los siguientes parámetros:
 - 1) Conservadores
 - 2) Confiables (creíbles)
 - 3) Coherentes entre sí

Cabe destacar que la metodología de diseño y evaluación de proyectos es sólo una herramienta que facilita la TOMA DE DECISIONES, por lo que no se puede sustituir el criterio (experiencia y conocimientos) que debe tener el Proyectista con el fin de aceptar o no una inversión, por lo que la evaluación que se realiza en la presente hoja deberá ser considerada como una guía para el profesional que utilice este modelo de evaluación financiera.

- ✓ **Valor Actual Neto.-** El VAN es positivo, ACEPTAR
- ✓ **Tasa Interna de Retorno.-** La TIRF es superior a la Tasa de Descuento, ACEPTAR
- ✓ **Flujo Operacional.-** El proyecto no tiene flujo operacional negativo en ningún período, ACEPTAR



- ✓ **Saldo final de caja.-** No existe déficit en el saldo final de caja, el proyecto no tendrá dificultades operacionales
- ✓ **Capital de trabajo inicial.-** El capital de trabajo preoperacional es positivo, el proyecto puede iniciar operaciones
- ✓ **Índice de Capital de Trabajo.-** Durante el proyecto el índice de Capital de Trabajo es siempre positivo
- ✓ **Apalancamiento inicial.-** El nivel de endeudamiento es adecuado
- ✓ **Coefficiente Beneficio/Costo.-** El Coeficiente Beneficio/Costo es superior a UNO, ACEPTAR
- ✓ **Utilidad Neta.-** El proyecto presenta Utilidad Neta positiva, no tiene déficit en Flujo de Caja, ACEPTAR
- ✓ **Capacidad Utilizada.-** En un período operacional la Capacidad Utilizada es MAYOR a la Capacidad Instalada definida
- ✓ **Patrimonio.-** En todos los períodos el Patrimonio es Positivo; ACEPTAR
- ✓ **Patrimonio vs. Activo Diferido.-** Si el proyecto castiga el Activo Diferido, el Patrimonio sigue siendo positivo; ACEPTAR
- ✓ **Total Créditos/Inversión.-** El total de Créditos que financian el proyecto es inferior a la Inversión Inicial



ANEXO E