

INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALUGRICO DE MOA

FACULTAD DE ELECTROMECHANICA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

**SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE
GENERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO



Tutor: MSc. Elmer Oliveros Laurencio
Dr. Angel Columbie Navarro
Msc. Wilbert Acuña Rodríguez

Autor: Deoram Ramdas

MOA
JUNIO- 2009

PENSAMIENTO

El cumplimiento de un riguroso régimen de economía en el consumo de la energía eléctrica es una de las condiciones indispensable para solucionar exitosamente los numerosos problemas económicos y sociopolíticos del país.

Fidel Castro Ruz

DEDICATORIA

Como toda obra realizada por el hombre, por más pequeña que sea, está inspirada en alguien, a quien dedica todos sus esfuerzos y sus logros. Es por eso que este trabajo de diploma lo dedico, desde la profundidad de mi corazón, con el amor más puro, a mi mamá Towranee Tilakdhari, mi hermana Nandrani Ramdas y mis hermanos Indeerjeet y Yuvendrah Ramdas a quienes siempre los llevo presente en mi corazón y que son la esperanza que me fortalece a seguir adelante, el amor que me alimenta y el apoyo que me ha dado desde el comienzo, la fuerza para superar cualquier dificultad, no importa cuándo o dónde yo esté. Sé que sin su apoyo esto no hubiese sido posible.

A mi tío Harilal Ramoutar, que notó algo en mí cuando era niño y desde entonces nunca me ha permitido conformarme con cosas pequeñas; por el contrario, me ha impulsado a perseguir grandes sueños.

AGRADECIMIENTOS

Ante todo tengo que expresar una profunda gratitud a Dios por la fuerza y el coraje que me ha dado, no solo para realizar este proyecto, sino para enfrentar todos los desafíos de mi vida.

A mi familia, que siempre ha sido mi inspiración para superar cualquier dificultad que he enfrentado.

A la Revolución un agradecimiento especial, por haberme dado la posibilidad de estudiar y formarme como un profesional en Cuba.

Agradecimientos especiales a mis tutores: MSc. Elmer Oliveros Laurencio, que ha sido la inspiración de este proyecto y un maestro para mí. Al Dr. Ángel Columbié Navarro y MSc. Wilbert Acuña Rodríguez por su gran ayuda.

A la Dra. Mayda Ulloa Carcasés, que me guió, cuando estuve perdido y siempre atendió mis dudas, con afabilidad.

Agradecimientos especiales a Yamila Durán Robles, quien más me apoyó, sin cuyo ayuda este trabajo no hubiese salido bien.

Para cuatro estimadas familias cubanas que me han ofrecido un hogar tan lejos del mío propio. Al Sr. Orlando Sánchez Suárez, Ing. Jesús Noel Hernández, Sr. Alberto Lloret Aliaga y Sr. Armando Durán y familia: Muchas gracias.

A todas aquellas personas que de una u otra forma han colaborado para que este trabajo de diploma se realizara satisfactoriamente.

A todos,

Muchas Gracias.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación presenta la selección de los principales componentes de generación de una pequeña central hidroeléctrica a ser ubicada en el río Nuevo Mundo del municipio de Moa, aprovechando el recurso hídrico que sale y sigue su curso de la PCHE existente en el pie de la presa del mismo nombre.

Utilizando una metodología de cálculo presentada en el capítulo II, se ha realizado la evaluación del caudal y del terreno, para de ahí, seleccionar el número de unidades de generación, la turbina apropiada para ser utilizada y el generador que se corresponde con tales especificaciones. También se ha indicado convenientemente el sistema de control de la turbina y se recomienda una alternativa para el perfeccionamiento del sistema de excitación del generador. Se indica el tipo de acoplamiento más adecuado de la turbina y el generador en el caso de estudio, y la disposición del eje de éstos.

Para comprobar que el sistema seleccionado funciona correctamente, se ha realizado la simulación en el software MathLab 7.1.

Por último, se presenta una breve valoración del impacto económico, medioambiental y social que producirá esta central hidroeléctrica.

ABSTRACT

This thesis presents the selection of the principal elements of a generating unit of a small hydroelectric power plant that can be situated at a determined spot along the river of Moa called New World, making full use of the hydro recourses that come out from the existing central, located at the foot of the dam, and continue its course in the same.

Applying a calculation methodology presented in the second chapter, the evaluation of the flow and the terrain was carried out in order to select the number of generating unit, the appropriate turbine to be used and a generator that corresponds to the specifications of the turbine. Also, a convenient regulation system for the turbine was indicated and an alternative was recommended to better the excitation system. The type of union of the turbine and the generator was indicated together with the disposition of the axis of the mentioned components.

In order to make sure that the selected generating unit functions properly, it is simulated in the software MatLab 7.1.

Finally, a brief economic, environmental y social valorization was carried out to verify the impacts that the central will produce.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS (ESTADO DE ARTE).	6
1.1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	6
1.1.1. <i>Generalidades</i>	6
1.1.2. <i>Tipos de centrales hidroeléctricas</i>	7
1.1.3. <i>Principales elementos de una central hidroeléctrica</i>	11
1.2. ESTUDIO HIDROLÓGICO	13
1.2.1. <i>Cuando existe información</i>	14
1.2.3. <i>Medición del salto</i>	15
1.3. TURBINAS HIDRÁULICAS	16
1.3.1. <i>Definición</i>	16
1.3.2. <i>Elementos constitutivos</i>	16
1.3.3. <i>Criterios de clasificación</i>	16
1.4. SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA HIDRÁULICA	25
1.4.1. <i>Regulación de velocidad</i>	25
1.4.2. <i>Regulación de velocidad por medio del caudal de agua en la turbina</i>	25
1.4.3. <i>Regulación de la velocidad por regulación de carga</i>	26
1.4.4. <i>Sistema gobernador</i>	27
1.5. GENERADORES	27
1.5.1. <i>Generalidades</i>	27
1.5.2. <i>Componentes de un generador sincrónico</i>	28
1.5.3. <i>Generadores sincrónicos</i>	29
1.5.4. <i>Generadores asincrónicos o inducción (motores como generadores)</i>	30
1.6. SISTEMA DE CONTROL DEL GENERADOR	30
1.6.1. <i>Sistemas de excitación de generadores</i>	30
1.6.2. <i>Regulación de tensión</i>	32
1.7. SINCRONIZACIÓN DE LOS GENERADORES CON LA RED	33
1.8. ACOPLAMIENTO DE LA TURBINA AL GENERADOR	33
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA DE CÁLCULO	34
2.1. INTRODUCCIÓN	34
2.2. TURBINAS	36
2.2.1 <i>Criterios de selección</i>	36
2.2.2. <i>Pasos para la selección de la turbina</i>	46
2.2.3. <i>Cálculo de la potencia de la turbina</i>	46
2.2.4. <i>Curvas características de las turbinas</i>	46
2.3. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN	48
2.4. GENERADOR	49
2.4.1. <i>Criterios para seleccionar el tipo de generador</i>	49
2.4.2. <i>Ecuaciones características del generador</i>	49
2.4.3. <i>Criterios de selección de los generadores</i>	50

2.5. SISTEMA GOBERNADOR.....	52
2.5.1. Criterios de selección del gobernador.....	52
2.6. SISTEMA DE REGULACION DE VOLTAJE.....	53
2.6.1. Excitación sin escobillas.....	53
2.6.2. Regulación de voltaje.....	56
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	57
3.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	57
3.2. SELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN.....	57
3.3. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL.....	57
3.4. DETERMINACIÓN DE LA ALTURA BRUTA.....	58
3.5. CÁLCULO DE LA ALTURA NETA.....	58
3.6. POTENCIA DISPONIBLE.....	59
3.7. POTENCIA DE LA TURBINA.....	59
3.8. VELOCIDAD ESPECÍFICA.....	60
3.9. VELOCIDAD CARACTERÍSTICA.....	60
3.10. LA SELECCIÓN DE LA TURBINA.....	61
3.11. SELECCIÓN DEL GENERADOR.....	64
3.12. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD.....	66
3.13. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACION DE VELOCIDAD.....	66
3.14. SISTEMA DE ACOPLAMIENTO.....	70
3.15. SIMULACIÓN.....	70
3.17. IMPACTO SOCIAL.....	79
3.18. IMPACTOS MEDIO AMBIENTALES.....	79
CONCLUSIONES.....	83
RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFÍA.....	86
ANEXOS.....	88

INTRODUCCIÓN

Reflexionando en torno a la persistencia de la pobreza energética mundial y con la constatación de que los recursos energéticos fósiles no son inagotables, unido al crecimiento en la demanda de energía eléctrica, se ha evidenciado una creciente necesidad de búsquedas alternativas de producción de energía, entre las que destacan las energías renovables. Dentro de ellas, la utilización de la hidroenergía ha ido en ascenso cada año a tal punto que en el presente (año 2009) representa el 24% de la producción energética mundial, con tendencia al aumento.

En Cuba, la aplicación de la hidroenergía como fuente de generación de electricidad data de principios del siglo pasado, cuando se pusieron en explotación pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, de los cuales algunos se mantienen generando en la actualidad. Tal es el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas "Guaso" en Guantánamo y "San Blas" en Cienfuegos y las minihidroeléctricas "Piloto" y "San Vicente" en Pinar del Río, "Barranca" en Granma y "Arroyo Blanco" en Baracoa, provincia Guantánamo; todas ellas construidas en los primeros años de la centuria pasada. Sin embargo, en las zonas montañosas de las provincias orientales, aún se conservan ruinas que demuestran que ya en el siglo antepasado se utilizaba la energía hidráulica para mover despulpadoras de café y molinos de granos.

En los primeros años de la Revolución se concluyó y se puso en explotación la central hidroeléctrica "Hanabanilla" que se encontraba en construcción, actualmente operada por la Unión Eléctrica del Ministerio de la Industria Básica.

En la década del 80 se acometió un programa de construcción de instalaciones hidroenergéticas, en las zonas montañosas del país, con el objetivo de abastecer de electricidad a pequeñas comunidades u otros objetivos, para lo cual se intensificó la construcción de estas instalaciones que hoy prestan servicio y contribuyen a elevar el nivel de vida de estos pobladores, facilitado por la fabricación en Cuba de una parte del equipamiento necesario. Este programa se vio frenado a causa del período especial, en los primeros años de los 90, y

por la carencia de líneas eléctricas, quedando en diferentes etapas constructivas varias de estas instalaciones.

La continuación de este programa de desarrollo va dirigido en lo fundamental al mantenimiento de la plantas existentes, a la sustitución de plantas diesel y a la construcción de nuevas en lugares no electrificados, en la medida en que las condiciones lo permitan.

Con el inicio de la llamada Revolución Energética, comenzaron a modernizar y construir, hidroeléctricas, o pequeñas centrales, ubicadas casi siempre en zonas montañosas y apartadas de la geografía cubana.

El Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH) ha trabajado durante varios años en la identificación del potencial hidroenergético aprovechable del país, estudiando los principales ríos de Cuba y realizando estudios de factibilidad del aprovechamiento hidroenergético de las presas construidas.

La mayoría de las obras hidroeléctricas del país están ubicadas en áreas del Plan Turquino y favorecen a más de 34 mil personas; así como a instalaciones de la salud y la educación y a otros objetivos socio-económicos de esas zonas montañosas.

Actualmente existen 180 instalaciones hidráulicas que generan unos 60 MW¹, mientras que están en fase de desarrollo otros 12 proyectos de minihidroeléctricas, que serán construidas en colaboración con la República Popular China.

Como parte de un importante programa de la Revolución, el país se propone construir 220 hidroeléctricas en las más de 230 presas que actualmente tiene Cuba². Convertir en electricidad el agua embalsada, y hasta aquella que fluye por los pequeños riachuelos de montaña, podría propiciar que Cuba explote en el futuro un potencial hidroenergético de hasta 814 MW, los cuales se

¹Tomado de: Amaury E. del Valle. *Cuba se propone construir 220 hidroeléctricas en presas del país*. [en línea]. Disponible en: <http://www.juventudrebelde.cu/cuba/2008-11-09/cuba-se-propone-construir-220-hidroelectricas-en-presas-del-pais/>

² Ibidem.

agregarían al Sistema Electroenergético Nacional (SEN)³. Este programa, que forma parte de la Revolución Energética, busca un mayor aprovechamiento de las energías renovables en Cuba. Con esta intención, se construyen hidroeléctricas en Bueycito, en el municipio Buey Arriba, provincia de Granma, en las presas Zaza, en Sancti Spíritus; en Moa, Holguín; y Protesta de Baraguá, en Santiago de Cuba.

En el caso específico de Moa, la pequeña central hidroeléctrica (PCHE) ubicada en la presa Nuevo Mundo, en fase de terminación, está diseñada para generar una potencia de 2 MW, los cuales se sumarán al SEN. Considerando que el recurso hídrico que sale y sigue su curso de esta central, puede ser, a su vez, aprovechado con fines de producción hidroeléctrica, se afirma que, levantando una cortina para embalsar el agua y utilizarla adecuadamente, se puede ubicar otra pequeña central hidroeléctrica entre la presa existente y la derivadora, las que tienen una distancia entre sí de 9 km.

La instalación de otra central hidroeléctrica en este río, aprovechando al máximo el potencial hídrico disponible, aumentará evidentemente la potencia generada para entregar al SEN. De ahí que la necesidad de instalar otra PCHE en el río Nuevo Mundo, nos presenta el desafío de seleccionar los principales componentes de generación de una pequeña central hidroeléctrica. Para ello nos hemos planteado como:

Objetivo general:

- ❖ Seleccionar la unidad de generación (turbina y generador) de una pequeña central hidroeléctrica a ser ubicada en el río de Nuevo Mundo en el municipio de Moa.

Objetivos específicos:

- ✓ Determinar la ubicación geográfica donde será instalada la PCHE.
- ✓ Identificar mediante métodos y cálculos apropiados, el óptimo aprovechamiento del caudal y el salto (carga) del río.
- ✓ Seleccionar la turbina y el generador adecuados para una eficiente producción de energía eléctrica.

³ Ibídem.

- ✓ Recomendar el sistema de control de velocidad para la turbina.
- ✓ Identificar el sistema de Regulación (Sistema de excitación) para controlar la tensión en los bornes del generador.
- ✓ Recomendar la disposición del generador con respecto a la turbina.
- ✓ Indicar el tipo de acoplamiento para la unión de la turbina y el generador.
- ✓ Comprobar el correcto funcionamiento de la unidad de generación seleccionada, a partir de su simulación en MathLab 7.1.
- ✓ Valorar el impacto económico, social y ambiental de la puesta en marcha de la PCHE objeto de estudio.

Los resultados que se esperan obtener en esta investigación son:

Resultados esperados:

- ✓ Evaluación del recurso hídrico (Caudal).
- ✓ Evaluación del terreno (Altura bruta).
- ✓ Determinación del número de unidades de generación.
- ✓ Selección del tipo de turbina.
- ✓ Selección del generador.
- ✓ Determinación del gobernador de la turbina.
- ✓ Determinación del sistema de excitación del generador.
- ✓ Selección de la disposición del eje de la turbina y el generador.
- ✓ Determinación del tipo de acoplamiento a ser empleado.
- ✓ Simulación en MathLab 7.1 de las máquinas seleccionadas.
- ✓ Breve valoración de los impactos medioambientales, sociales y económicos que producirá esta central.
- ✓ Conclusiones y recomendaciones.

Como **hipótesis** de la investigación se plantea que:

- ✓ Partiendo de la evaluación del recurso hídrico que sale de la pequeña central hidroeléctrica ubicada en el río de Nuevo Mundo de Moa, es posible seleccionar los principales componentes de una pequeña central hidroeléctrica que aproveche dicho recurso.

Al proponer la instalación de una fuente renovable de energía que alimentará al Sistema Electroenergético Nacional, la presente investigación cobra vital importancia fundamentalmente en los momentos actuales de Cuba en que se evidencia un aumento considerable en la demanda de electricidad que se torna incompatible con las condiciones económicas del país. Considerando que la factura mensual de petróleo en el país es de 293,6 millones CUC; 9,8 millones diarios, es indudable que el hecho de que las hidroeléctricas no requieran ningún tipo de combustible fósil para su funcionamiento es un elemento que se torna a su favor desde el punto de vista económico y también ambiental, al no contaminar la atmósfera con la emisión de gases de efecto invernadero.

En el contexto específico del territorio de Moa, la puesta en marcha de esta pequeña central hidroeléctrica, beneficiará el servicio eléctrico del municipio al integrarse al SEN. Por otro lado, al existir una falla en la red nacional, funcionará a carga aislada, alimentando un circuito determinado en el territorio.

Las centrales hidroeléctricas presentan ventajas indiscutibles que las convierten en opciones viables para disímiles países, como forma alternativa de generación de energía, al no requerir combustible; no emitir gases "invernadero", no provocar lluvia ácida, ni producir emisiones tóxicas; sus costes de explotación y mantenimiento son bajos; a menudo pueden combinarse con otros beneficios, como riego, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo. No son necesarios sistemas de refrigeración o calderas, que consumen energía y, en muchos casos, contaminan.

El presente trabajo de diploma está conformado por introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos. El primer capítulo tiene un carácter teórico y está dedicado a la presentación del estado del arte. El segundo capítulo contiene la metodología de cálculo necesaria para el logro de los resultados esperados y el tercer capítulo presenta los resultados ya obtenidos, a la vez que refiere el impacto económico, social y ambiental que producirá esta central. Finalmente se exponen las conclusiones a las que se arribó y las recomendaciones realizadas, para terminar con la presentación de la bibliografía y los anexos.

CAPÍTULO 1: FUNDAMENTOS TEÓRICOS (ESTADO DE ARTE).

1.1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.1.1. Generalidades.

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas, las pequeñas centrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas.

Las centrales se clasifican según el tipo de utilización del agua, según la altura del salto de agua o desnivel y según la potencia generada. Las mediciones de los caudales del río se realizan en las estaciones de aforo donde se registran los caudales instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación y a partir de estos se determinan los caudales máximos, medios y mínimos diarios, correspondientes a un gran número de años.

El salto neto o altura neta es otro parámetro fundamental para el diseño de una central hidroeléctrica. Debe ser la máxima altura permitida por la topografía del terreno, teniendo en cuenta los límites que marcan la afección del medio ambiente y la viabilidad económica de la derivación. El trazado de conducción se realiza en función de conseguir una mayor eficiencia y seguridad de las obras a menos costo, manteniendo una pendiente longitudinal positiva menor que la del río.

DEFINICIÓN.

Una central hidroeléctrica, es el conjunto de obras civiles, hidráulicas, máquinas rotativas, sistemas de operación, control y protección, que permiten generar energía eléctrica a partir de la utilización del recurso hídrico de una región. Este tipo de planta utiliza la energía de las aguas para impulsar una turbina que a su vez, hace girar al generador eléctrico. Las centrales de tipo hidroeléctrico son preferidas, debido a su bajos costos en la producción de la energía, características que son siempre atractivas aunque algo opacada por el hecho de

los elevados costos de instalación y el prolongado tiempo de construcción, en especial en obras de ingeniería para la construcción de presas, pero en los actuales momentos resulta aún más favorable la utilización de este tipo de fuente primaria, frente a las de tipo térmico.

Energía a partir del agua. ¿Cómo funcionan?

El proceso es partir de la energía básica que es el agua o también denominada energía latente, la misma que se transforma en energía mecánica en una máquina primaria denominada turbina, la que suministra movimiento rotatorio a una máquina eléctrica que en la mayor parte de los casos es un alternador o generador, el mismo que produce un sistema de tensiones. El valor de la tensión de generación es tan alto como lo permita la capacidad 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 demasiadas caídas de tensión, hasta llegar al abonado final.

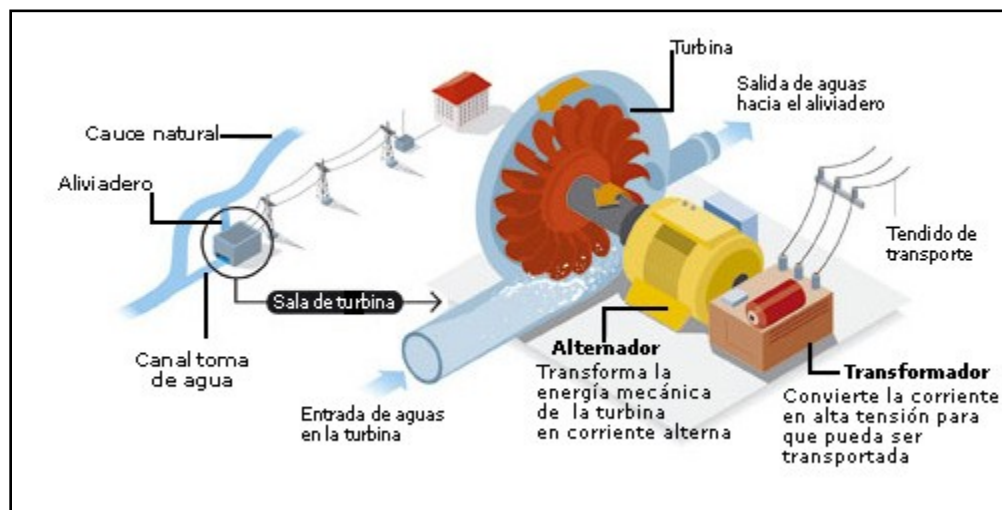


Fig. 1. Central eléctrica convencional. [21]

1.1.2. Tipos de centrales hidroeléctricas

Los tipos de centrales hidráulicas son variadísimos ya que, en todos los casos, la construcción de una central hidráulica, debe subordinarse a la especial

situación del río, embalse, etc. cuya energía se pretende aprovechar. De todas maneras, las centrales hidráulicas pueden clasificarse en: [ZUBICARAY, 1994].

Según el tipo de utilización del agua:

- Centrales a filo de agua servida.
- Centrales de agua embalsada. Las centrales de embalse puede ser subdividida en:
 - i. Centrales a pie de presa.
 - ii. Centrales de derivación del agua.
 - iii. Centrales de bombeo.

Centrales a filo de agua servida.

También denominadas *centrales de agua fluyente o de pasada*, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal disponible del río "como viene", con sus variaciones de estación en estación, o si ello es imposible, el agua sobrante se pierde por rebosamiento. En ocasiones, un embalse relativamente pequeño bastará para impedir esa pérdida por rebosamiento. En la misma la obra del edificio de la central (casa de máquinas) puede formar parte de la misma presa.

Centrales con embalse de regulación.

Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen embalsado depende la cantidad que puede hacerse pasar por las turbinas. Con embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses, cosa que sería imposible en un proyecto de pasada. Los embalses en estas centrales permiten la regulación del caudal mensual, anual y aún multianual. Las centrales con almacenamiento de reserva exigen por lo general una inversión de capital mayor que las de pasada, pero en la mayoría de los casos permiten usar toda la

energía posible y producir kilovatios-hora más baratos. Pueden existir dos variantes de estas centrales hidroeléctricas: [ZUBICARAY, 1994]

1. Centrales a pie de presa.
2. Aprovechamiento por derivación del agua.

Centrales pie de presa.

Son aquellas en las cuales la casa de máquinas queda al pie de la presa, entonces no precisan de túnel de conducción sino que solo tienen penstock o tubería de presión. La casa de máquinas puede ser superficial (Salvajina) o subterránea (Calima). [ZUBICARAY, 1994]

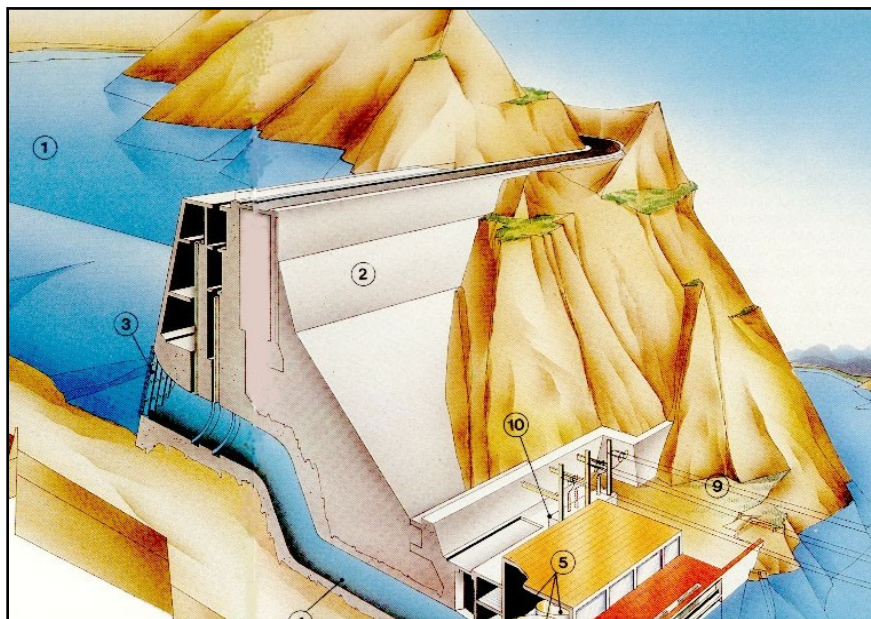


Figura 2. Central de pie a presa

Aprovechamiento por derivación del agua.

En el lugar apropiado por la topografía del terreno, se ubica la obra de toma de agua, y el líquido se lleva por medio de canales, o tuberías de presión, hasta las proximidades de la casa de máquinas. Allí se instala la chimenea de equilibrio, a partir de la cual la conducción tiene un declive más pronunciado, para ingresar finalmente a la casa de máquinas. [ZUBICARAY, 1994]

Las centrales hidroeléctricas de bombeo.

Las centrales de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel con lo que se compensan las diferencias ocasionadas, debido a que la demanda de energía a lo largo del día es muy variable. Al alcanzar esta su máximo requerimiento, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía. Al caer el agua almacenada en el embalse superior hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor (horas de valle) el agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente. Por ello la central dispone de grupos de motores-bomba o, alternativamente, sus turbinas son reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores. En esta clasificación se distinguen tres tipos; centrales puras de acumulación, centrales mixtas de acumulación y centrales de acumulación por bombeo diferencial. [ZUBICARAY, 1994]

Según la altura del salto de agua o desnivel:

TIPOS DE CENTRALES	ALTURA	CAUDAL
Centrales de alta presión	< 200	20 m^3/s
Centrales de media presión	200-20	200 m^3/s situadas en valles de media montaña
Centrales de baja presión	> 20	Puede superar los 300 m^3/s

Tabla 1. Clasificación de las centrales según el desnivel. [ZUBICARAY, 1994]

Según la capacidad generada:

CLASIFICACIÓN	CAPACIDAD (KW)
Grandes Centrales Hidroeléctricas	más de 10000 KW

Medianas centrales hidroeléctricas	5000 - 10000kW
Pequeñas centrales.	500 - 5000KW (En desarrollo)
Mini central.	50-500KW
Micro centrales	5-50KW
Pico centrales.	0,3- 5KW

Tabla 2. Clasificación de las centrales según la capacidad generada.

[ZUBICARAY, 1994]

1.1.3. Principales elementos de una central hidroeléctrica

A continuación se explican los elementos constructivos que constituyen una central hidráulica.

Presa.

El primer elemento que se encuentra en una central hidroeléctrica es la presa o azud. Es el elemento más importante de la central y depende en gran medida de las condiciones orográficas de terreno, así como también del curso de agua donde se realiza la instalación. Entre sus funciones están: incrementar la caída, retener sedimentos que trae el flujo del río y el almacenamiento de agua para lograr la regulación o para poder generar en épocas de baja hidrología.



Foto1: (a) La presa.



(b) El Aliviadero

Los aliviaderos.

Los aliviaderos son elementos vitales de la presa que tienen como misión liberar parte del agua detenida sin que ésta pase por la sala de máquinas. La misión de los aliviaderos es la de liberar, si es preciso, grandes cantidades de agua o atender necesidades de riego. Se encuentran en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie. Para evitar que el agua pueda producir desperfectos al caer desde gran altura; los aliviaderos se diseñan para que la mayoría se pierda en una cuenca que se encuentra en el pie de la presa, llamada de amortiguación. Para conseguir que el agua salga por los aliviaderos existen grandes compuertas, de acero que se pueden abrir o cerrar a voluntad, según lo demande la situación.

Tomas de agua (bocatomas).

Las tomas de agua son construcciones adecuadas que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medios de canales o tuberías. La toma de agua de las que parten varios conductos hacia las tuberías, se hallan en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada.

Con las obras de captación o toma se busca: regular el caudal, evitar la entrada de basuras, evitar la sedimentación a la entrada.

Cámara de presión.

Debido a las variaciones de carga del alternador o a condiciones imprevistas se utilizan las chimeneas de equilibrio que evitan las sobrepresiones en las tuberías forzadas y álabes de turbinas.

Tubería a presión (penstock).

Tienen por objeto conducir el agua desde la bocatoma a las turbinas cuando, por causa de la altura del salto, se precisa tal disposición, para transformar la energía potencial de posición que tiene el agua en la cámara de presión, en energía potencial de presión que tiene junto a la turbina y al final de la conducción forzada. En la tubería de presión, la velocidad puede variar entre los 3 - 8 m/seg.

En el diseño de la tubería de carga están involucrados aspectos como:

- ❖ Las posibilidades técnicas de fabricación.
- ❖ Diámetro óptimo: Costo tubería, Pérdidas por fricción, etc.
- ❖ Abrasión del flujo: Material, revestimientos.
- ❖ Velocidad del agua.
- ❖ Golpe de ariete (espesor del tubo): Velocidad, Tiempo de cierre distribuidor de la turbina.

Cámara de Turbinas.

Se denomina cámara de turbinas al espacio destinado en una central hidroeléctrica para el alojamiento de las turbinas hidráulicas. Dentro de las cámaras cerradas, la *cámara en espiral* es la más utilizada; en la cámara en espiral, se va estrechando la sección del paso del agua a medida que va entrando parte de ésta en el distribuidor de la turbina y así se puede conseguir igual velocidad en toda la longitud de la cámara.

Canal de desagüe.

El canal de desagüe recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente. A la salida de las turbinas, el agua tiene todavía una velocidad importante y, por lo tanto, bastante poder erosivo y para evitar socavaciones del piso o paredes hay que revestir cuidadosamente el desemboque del agua de las turbinas.

Casa de máquinas.

Es la construcción en donde se encuentran los equipos encargados de realizar la transformación de la energía del agua en energía eléctrica. La casa de máquinas consta esencialmente de la(s) unidad(es) de generación(es) y de uno o varios edificios adosados o ajenos para la instalación de los transformadores, maquinarias auxiliares y aparatos de corte, protección y seguridad.

1.2. ESTUDIO HIDROLÓGICO

La energía hidráulica es puesta a disposición por la naturaleza gracias al ciclo hidrológico, el cual es monitorizado por la energía solar, comenzando por la

evaporación de diversas masas de agua y culminando con la precipitación. Los cauces de agua presentan dos formas fácilmente aprovechables de energía. La energía potencial gravitatoria, la cual se obtiene en virtud de un salto geodésico. La energía cinética, la cual es despreciable en comparación con la potencial, ya que en los ríos en general el fluido no supera velocidades de 5 m/s. [MATAIX, 1995]

1.2.1. Cuando existe información.

Cuando se dispone de información se debe determinar el caudal de diseño con base en la curva de caudales y la curva de frecuencia, según el tipo de PCHE (aislado o interconectado). Con la información del caudal máximo y mínimo se prevé la estabilidad del azud y se ubica la casa de máquinas a una altura que evite su inundación. Además debe conocerse el volumen de sedimentos que lleva el caudal en suspensión para diseñar el volumen del desarenador. La información histórica existente para una PCHE debe ser superior a diez años; para proyectos menores, la información histórica puede ser menor. [MATAIX, 1995].

El período de retorno recomendado por la OLADE para el diseño de la captación, es la siguiente: [16]

Micro-Centrales Hidroeléctricas	20-25 años
Mini Centrales Hidroeléctricas	50-100 años
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	100-150 años

Caudal de diseño.

Este elemento se considera para el diseño de la PCHE. El caudal seleccionado debe garantizar el funcionamiento de la obra durante la mayor parte del año con la mayor potencia posible, asegurando, de esta forma, una generación constante que permita la amortización de la planta en un tiempo razonable. El caudal de diseño se determina con base en la curva de duración, con la cual se proyecta la PCHE. En general, se toma el caudal que dura el 90% para evaluar la potencia disponible y 50% para obtener la potencia adicional con almacenamiento o puede tomarse el caudal que mayor tiempo permanece en el afluente según la

curva de frecuencias. Para seleccionar el caudal de diseño se debe tener en cuenta el tipo de PCHE, si es aislada o interconectada. Cuando la planta es aislada, el caudal de diseño debe garantizar durante la vida del proyecto la demanda de energía anual y la potencia pico para el último año de proyecto. En caso de que la PCH, sea interconectada se puede entregar a la red, seleccionando el caudal de mayor permanencia en el afluente con base en la curva de frecuencias. También deben definirse los diferentes caudales mínimos, que se deben garantizar en el afluente. El caudal mínimo corresponde al caudal ecológico y al caudal para otros usos (regadío, acueductos u otros).

Las otras curvas que se estudian son: *curva de caudales, caudal pico, caudal mínimo, caudal medio, caudal ecológico, curva de duración de caudales, curva de frecuencia, curva de caudal versus calado*. [OLADE- BID ECUADOR, 1985].

1.2.2. Medición del caudal.

La medición del caudal instantáneo del río, es muy importante para el estudio hidrológico, ya que el caudal varía durante todo el año. Los métodos de medición de caudal se describen posteriormente. Algunos métodos empleados para obtener el caudal son: *método del recipiente, método del área y velocidad, medición de caudal con correntómetro, escala, vertedero, medición del caudal por el método de descarga*. [OLADE- BID ECUADOR, 1985].

1.2.3. Medición del salto.

Existen varios métodos para medir el salto o caída. Los mapas pueden dar con bastante precisión el salto disponible. Pero para el estudio de factibilidad y en los definitivos se hace imprescindible realizar mediciones en el lugar a fin de obtener una mayor precisión, es recomendable realizar tres mediciones y analizar los resultados en el lugar con el propósito de corregirlos u obtener nuevas medidas en el caso que fuera necesario. Algunos de estos métodos son: *método de manguera de nivelación, método del nivel de carpintero, método de nivel del ingeniero, método del barómetro, método del profundímetro, método del altímetro*. [OLADE- BID ECUADOR, 1985].

1.3. TURBINAS HIDRÁULICAS

1.3.1. Definición.

La turbina hidráulica es una turbo máquina que consta fundamentalmente de rueda con alabes, rodete y que gira libremente alrededor de un eje cuando pasa un fluido por su interior. Las formas de los alabes obliga al flujo a variar su cantidad de movimiento, lo que provoca una fuerza, esta fuerza al desplazarse el alabe provoca un trabajo. Es una máquina destinada a transformar la energía hidráulica de una corriente o salto de agua en energía mecánica. [MATAIX, 1995].

1.3.2. Elementos constitutivos.

Los elementos constitutivos de una turbina son análogos a los de una bomba; pero colocados en orden inverso.

- ❖ Canal de llegada (Lámina Libre) o tubería forzada.
- ❖ Caja espiral: transforma presión en velocidad.
- ❖ Distribuidor: actúa como tobera.
- ❖ Rodete, flujo en el rodete hacia el exterior.
- ❖ Tubo de aspiración: es el órgano de desagüe.
- ❖ Alabes directrices.

1.3.3. Criterios de clasificación

Las turbinas se pueden clasificar según diferentes criterios.

Según la variación de la presión estática a través del rodete:

Turbinas de acción.

Se llaman así cuando la transformación de energía potencial en energía cinética se produce en los órganos fijos anterior al rodete (inyectores o toberas). En consecuencia el rodete solo recibe energía cinética. La presión a la entrada y salida de las cucharas (o alabes) es la misma e igual a la atmosférica. Las turbinas de acción son de admisión parcial. El sentido de la proyección del chorro de agua y el sentido de giro del rodete coincide, en el punto de empuje o

choque de aguas sobre los alabes. En el rodete, la velocidad de salida de agua es prácticamente igual a la de entrada, por lo que, al no ser apreciables las pérdidas de carga, la potencia transmitida a este en función exclusivamente de la energía potencial, lo que es lo mismo, del salto existente. Por consiguiente, se deduce que la energía cinética, originada por el desplazamiento del agua, es cedida íntegramente al rodete. Las turbinas de acción son: Turbinas Pelton, Turbinas Turgo, Turbinas Michell-Banki. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de reacción.

En estas turbinas, la energía potencial se transforma en energía cinética, al pasar el fluido a través de una rueda de alabes directrices situada antes del rodete. Son aquellas en las que cada una de las láminas de fluido que se forman, después de pasar el agua a través de las palas fijas y directrices, no se proyectan hacia los alabes del rodete de manera frontal, sino que, más bien, se trata de un deslizamiento sobre los mismos, de tal modo que el sentido de giro del rodete no coincide con la dirección de entrada y salida del agua.

El agua en su recorrido entre los alabes del rodete cambia la dirección, velocidad y presión. Todo ello, provoca una reacción en el rodete, dando origen a la potencia producida en la turbina, cuyo valor, paradójicamente está en función de la carga perdida por el líquido en su desplazamiento. Tratándose de turbinas grandes, las turbinas de reacción tienen mayor rendimiento que las turbinas de acción, pero cuando se tiene turbinas pequeñas, las turbinas de acción tienen mayor rendimiento que las turbinas de reacción. Si se toma una misma potencia, igual altura de salto, la turbina de reacción gira a mayor velocidad específica que una de acción, proporcionando mayor rendimiento la turbina de reacción. Las turbinas de reacción son: turbinas Francis, turbinas Kaplan y de hélice, Bomba rotodinámica operando como turbina, turbina Deriaz. [FERNÁNDEZ, 2006]

Según la dirección del flujo a través del rodete:

Turbinas de flujo radial.

Las turbinas hidráulicas radiales requieren algún mecanismo como pueden ser toberas o paletas de guía para impartir al líquido magnitud y ángulo correcto a la entrada. Corresponden a esta calificación, las turbinas que reciben de forma radial, respecto al eje, la proyección de los chorros de aguas que inciden sobre los alabes del rodete. Conviene hacer la observación de que tal proyección, puede ser centrípeta o centrífuga, según que los chorros de agua se acerquen o se alejen del eje de la turbina. A esta calificación pertenecen determinados tipos de turbinas Francis de velocidad específica muy lenta, o instaladas con el eje en posición horizontal. [Turbinas Hidráulicas, 1983].

Turbinas de flujo axial.

Las turbinas de flujo axiales tienen mayor eficiencia, pueden estar provistas de caracol o paletas de guía a la entrada. Las paletas de guía sirven para ajustar el ángulo de la velocidad de entrada a los caudales. Las turbinas axiales más utilizadas son las de tipo Francis (axial-mixta) y Kaplan (axial) en orden de la velocidad específica. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de flujo semi-axial o radial- axial (radial-axial).

En estas turbinas el flujo recorre trayectorias sobre el receptor que pasan gradualmente de la dirección radial a la dirección axial, las trayectorias son lineales de doble curvatura. De esta manera, las turbinas en las que la incidencia de las masas de agua, hacia el rodete, se inicia en dirección radial, cambiando, posteriormente, a una dirección paralela al eje, como resultado del desplazamiento del fluido a través de los alabes de la turbina. Este tipo de turbinas corresponden a las Francis normales, rápidas y extra-rápidas. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de flujo tangencial.

En las turbinas tangenciales, el agua entra lateral o tangencialmente contra las palas, cangilones o cucharas de la rueda. Entre las más utilizadas están las turbinas Pelton. [FERNÁNDEZ, 2006].

Según el grado de admisión del agua:

Turbina de admisión parcial.

Las turbinas de admisión parcial son también turbinas de acción es decir que el agua entra por uno o más puntos de la periferia del rotor. Las turbinas Pelton son de admisión parcial ya que el agua entra solo por una parte de la periferia del rodete. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de admisión total

Las turbinas de admisión total, son también turbinas de reacción ya que el agua ingresa en todo el contorno del rotor. Las turbinas Francis son de admisión total muy útiles en saltos de altura media, equipados con un distribuidor de alabes regulares y un rodete de alabes fijos; las turbinas tipo Kaplan también son de admisión total ya que el agua entra por toda la periferia del rotor. [FERNÁNDEZ, 2006].

Por su velocidad específica (otro criterio de clasificación):

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección. Por regla general los fabricantes de equipos anuncian el valor de la velocidad específica de sus turbinas. La velocidad específica es el número de revoluciones que daría una turbina semejante a la que se trata de buscar y que entrega a una potencia de un caballo, al ser instalada en un salto de altura unitaria. Conociendo la velocidad específica se pueden estimar las dimensiones fundamentales de las turbinas. [European small hydropower association, 1998].

VELOCIDAD ESPECÍFICA	TIPO DE TURBINAS
5-30	Pelton con un inyector
30-70	Pelton con varios inyectores
40-160	Michell-Banki
60-150	Francis Lenta
150-250	Francis Normal
250-450	Francis Rápida
450-600	Francis doble gemela rápida

Mas de 500

Kaplan o Hélice

Tabla 3. Valores de velocidad específica para diferentes tipos de turbina.

Según las características de la cámara:

Turbina de cámara abierta.

En este tipo de turbinas el flujo de agua llega libremente hasta la turbina, quedando la cámara sumergida en el agua, son instaladas en saltos de muy poca altura, este tipo de turbinas son de tipo Francis, tanto vertical como horizontal, cada una dependiendo del salto. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbina de cámara cerrada.

En este tipo de turbinas el fluido de agua se alimenta, generalmente, por medio de una conducción cerrada o tubería forzada, y la tubería forzada está unida a la cámara que conduce al agua alrededor del distribuidor, llenando todas las aberturas de paso hacia el rodete. Las cámaras son de diversas formas y sección, el más común, es la cámara especial de sección circular, o secciones trapeciales. Se utilizan para saltos de gran altura ya que están sometidas a grandes presiones; en este tipo de turbinas se encuentran las Francis y Kaplan. [FERNÁNDEZ, 2006].

SEGÚN LA POSICIÓN DEL EJE:

Turbinas horizontales.

Las turbinas de eje horizontal tienen cojinetes normales, la transmisión es directa a los ejes horizontales, tienen una mejor vigilancia ya que todos los elementos están en la misma altura, pero las instalaciones requieren de una mayor extensión superficial por lo tanto son más caras, y además existen mayores pérdidas de carga ya que el agua reingresa al canal de desagüe a través de uno o más codos a 90 grados. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de eje vertical.

Las turbinas de eje vertical tienen la posibilidad de montar los generadores por encima del nivel de agua, hasta una altura más conveniente, por pequeño que sea el salto, la instalación de esta turbina es económica. [FERNÁNDEZ, 2006].

1.3.4. Tipos de turbinas.

Turbinas Pelton:

A las turbinas Pelton, se les conoce como turbinas de presión, porque esta es constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión o de admisión parcial. En la turbina Pelton actúa la energía cinética del agua, en forma de chorro libre, se genera en una tobera colocada al final de la tubería de presión. La tobera está provista de una aguja de cierre para regular el gasto, constituyendo el conjunto, el órgano de alimentación y de regulación de la turbina. Las turbinas Pelton pueden ser de eje horizontal cuando el número de chorros por rueda se reduce generalmente a uno o dos, ya que resulta complicada la instalación en un plano vertical de las tuberías de alimentación y las agujas de inyección. En las turbinas Pelton de eje vertical se facilita la colocación del sistema de alimentación en un plano horizontal, lo que permite aumentar el número de chorros o rueda de 4 a 6 chorros; y de esta manera se puede incrementar el caudal y tener mayor potencia por unidad (Ver Anexo 7). [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas Turgo:

El rodete Turgo es parecido al rodete Pelton partido por la mitad. Para la misma potencia el rodete Turgo tiene la mitad del diámetro que el de un rodete Pelton, y dobla la velocidad específica. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete, de esta manera el chorro de agua es dirigida contra los álabes de la turbina que lo desvían e invierten el flujo. El impulso hace que gire el rodete de la turbina, luego de la cual el agua sale con muy poca energía. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes. La turbina Turgo puede manejar un mayor flujo de agua que la Pelton debido a que el agua que sale, no interfiere con las poleas adyacentes. La velocidad específica del rodete Turgo es semejante a las velocidades específicas de las turbinas Francis y Pelton, y pueden usar uno o varios inyectores para incrementar la velocidad específica. Los rodetes de una turbina Turgo pueden tener un rendimiento por encima del 90%, lo cual permite su

empleo en lugar de una turbina Pelton de varios inyectores o de una turbina Francis con un rendimiento a carga parcial bajo. [FERNÁNDEZ, 2006].

Turbinas de flujo cruzado (Michell-Banki):

Es una turbina de acción de flujo transversal y de admisión parcial. Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene casi constante cuando el caudal desciende hasta el 16% del nominal, y tiene un mínimo técnico inferior al 10% del caudal de diseño. El agua entra en la turbina a través de un distribuidor, y pasa a través de la primera etapa de alabes del rodete, que funciona casi completamente sumergido (incluso con un cierto grado de reacción). Después de pasar por esta primera etapa, el flujo cambia de sentido en el centro del rodete y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa totalmente de acción. Ese cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal. El rodete consta de dos o más discos paralelos, entre los que se montan, cerca del borde, unas láminas curvadas que hacen el papel de álabes. Estas turbinas son más utilizadas en pequeñas centrales hidroeléctricas, por un diseño simple, buena eficiencia cuando opera con cargas parciales, su reducido costo de fabricación y mantenimiento simple (Ver Anexo 8). [COZ, 1995].

Turbinas Francis:

Son turbinas de reacción muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. Las turbinas se clasifican en función de la velocidad específica del rodete, ya que el número de revoluciones depende de la característica del salto. En las turbinas Francis rápidas la admisión sigue siendo radial, pero la salida tiende a ser axial. 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 las turbinas Francis de eje horizontal los alabes distribuidores regulan el caudal de agua que entra 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 Pelton. 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.



Figura 3. Rodete de la turbina Francis.

En la figura 3, se ve, en perspectiva, un rodete de una turbina Francis, visto por la sección de salida. Estos álabes, cuando son pequeños suelen fabricarse en fundición de bronce al aluminio formando un solo cuerpo con el cubo. Cuando los rodetes son grandes, los álabes, 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. [LIMUSA, 1983; COZ, 1995]

Para disminuir la velocidad con que el agua llega al canal de descarga:

La pérdida cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad, se puede aumentar 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. Los componentes de una turbina Francis son los siguientes: [TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC, 2006]

- Cámara espiral.
- Distribuidor.
- Rodete.
- Tubo de aspiración.
- Eje.
- Equipo de sellado del eje de la turbina.
- Cojinete guía de turbina.
- Cojinete de empuje.

Turbinas Kaplan y de hélice:

Son turbinas de reacción de flujo axial. Los álabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan. Para su regulación, los álabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manivelas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento. Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las semi-kaplan puede ser de admisión radial o axial. Las turbinas de hélice se caracterizan porque tanto los álabes del rodete como los del distribuidor son fijos, por lo que solo se utilizan cuando el caudal y el salto son prácticamente constantes.

La turbina bulbo es una derivación de las anteriores, caracterizada porque el agua pasa axialmente a través de álabes directrices fijos y porque el generador y el multiplicador (si existe) están contenidos en una carcasa estanca, con forma de bulbo, sumergida en el agua (Ver Anexo 9). [European small hydropower association, 1998]

1.4. SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA HIDRÁULICA

1.4.1. Regulación de velocidad.

La misión del regulador de velocidad es ejercer control sobre la velocidad de la turbina para que el generador suministre energía eléctrica con una frecuencia constante, aun cuando se presenten perturbaciones, tales como: variaciones de carga, disparo de otros generadores, etc. Es importante mantener la frecuencia constante dentro de un valor establecido para evitar problemas que pueden ocasionar en los equipos conectados al sistema. En Cuba la frecuencia es de 60 Hz. Cuando se produce un cambio de carga en el sistema, produce una variación de frecuencia que debe ser corregida a través de un control en el sistema motriz del generador, permitiendo mayor entrada de agua y aumentando el troqué mecánico de la turbina, esto produce un aumento de potencia activa en el generador, efectuado a través del regulador de velocidad. [COZ, 1995].

1.4.2. Regulación de velocidad por medio del caudal de agua en la turbina.

Para obtener una velocidad constante del grupo generador, existiendo una variación de carga en el sistema, es necesario que en todo momento la potencia disponible al ingreso del grupo generador sea igual a la potencia eléctrica a la salida del generador más las pérdidas internas del grupo. Este equilibrio se logra regulando la cantidad de agua que ingresa a la turbina, de tal manera que si se produjera un aumento en la demanda, se abrirá una válvula que permite el mayor ingreso de agua a la turbina, ocasionando que la potencia generada se iguale a la demanda. [COZ, 1995]

Este tipo de regulación se realiza de dos maneras: manual o automáticamente.

- **Regulación manual:**

La regulación manual se utiliza principalmente para microcentrales con una potencia menor a 50 kW, se emplean donde no existen grandes fluctuaciones en la demanda de energía. Para la utilización de este sistema, es necesario tener un operador en la casa de maquinas, que vigile la variación de frecuencia del sistema y que compense estas variaciones haciendo variar el caudal de agua en

la turbina. Estos se realiza por medio de la válvula de aguja o de alabes directrices, según el tipo de turbina que se instale. [COZ, 1995]

- **Regulación automática**

La regulación automática proporciona un sistema con frecuencia y voltaje estables, y se utiliza cuando en el sistema eléctrico existen grandes fluctuaciones instantáneas en la demanda. Por su elevado costo, este sistema resulta poco apropiado en microcentrales y es más utilizado en centrales de más de 100kW de potencia. [COZ, 1995]

1.4.3. Regulación de la velocidad por regulación de carga

En la regulación por carga, el grupo generador entrega una potencia constante, por lo cual no existe la regulación de caudal de agua. Pero se debe cuidar que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda. El exceso de potencia generada se disipa en forma de calor, a través de banco de cargas como puede ser: resistencia sumergida en agua o al aire, o empleando tiristores que deriva la energía no consumida por la demanda.

Este tipo de regulación se puede realizar de manera manual o automática. [COZ, 1995]

- **Regulación manual de carga.**

La función de regulador de carga consiste en conectar o desconectar el excedente de carga según aumente o disminuya la frecuencia del sistema a causa de la variación de la demanda. El banco de cargas que pueden utilizar son los siguientes: resistencias, tiristores, focos incandescentes, baterías, etc. La ventaja de este tipo de regulación es el operador puede realizar esta regulación fuera de la casa de máquinas, ya que el banco de cargas a instalarse puede estar alejado de la misma. [COZ, 1995].

- **Regulación automática de carga:**

La regulación automática de carga ha encontrado su campo de aplicación principalmente en el rango de las pequeñas centrales hidroeléctricas, para potencia menores de 100 kW. Las principales ventajas de estos reguladores

son: simplicidad del diseño de las turbinas, al no existir la necesidad de regular el caudal, menor costo, operación y mantenimiento sencillos, no produce sobrepresiones en la tubería de presión, mayor rapidez en la respuesta a cambios de carga. [COZ, 1995].

1.4.4. Sistema gobernador.

El gobernador es el elemento clave del control de la velocidad y la potencia de un sistema de generación⁴. El sistema gobernador detecta la variación de la velocidad de giro de los generadores, que se dan por desequilibrios instantáneos entre generación y demanda. Estas variaciones resultan ser las mismas que las variaciones de frecuencia. El gobernador, al detectar estas variaciones actúa de forma automática sobre la correspondiente válvula evitando que la frecuencia siga cayendo indefinidamente en el caso de pérdida de generación. El AGC (Control Automático de generación- de Frecuencia) se encarga de restablecer la frecuencia a su valor nominal y ajustar el intercambio neto de potencia entre áreas interconectadas a su valor programado. En esta regulación solo participan los generadores locales, los caudales incrementan su producción para restablecer a su valor programado de potencia con los demás sistemas. Los gobernadores modernos son del tipo electro-hidráulico dónde la mayoría de las funciones de sensibilidad, compensación y control se realiza por circuitos electrónicos o microprocesadores.

El gobernador se compone de un sensor electrónico y sistema compuesto generalmente por una parte mecánica, una eléctrica y una hidráulica para ajustar la posición de la válvula. El gobernador debe actuar cuando existe un error entre la frecuencia eléctrica generada y la frecuencia de referencia. [ABBA, 2008].

1.5. GENERADORES

1.5.1. Generalidades.

⁴ Según Normas de IEEE, 125, 1207; IEC, 61362; ASME, 29

El generador tiene como misión transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. En un principio se utilizaban generadores de corriente continua; actualmente, salvo rarísimas excepciones, solo se utilizan alternadores trifásicos de corriente alterna.

Existen tres tipos de generadores, los cuales son:

- Generadores sincrónicos
- Generadores asincrónicos o de inducción.
- Generadores paramétricos

Los generadores sincrónicos y asincrónicos son empleados en PCHE con un aceptable grado de confiabilidad y calidad de energía. [BOLDEA, 2006].

1.5.2. Componentes de un generador sincrónico.

Los principales componentes de un generador son:

- Estator: Parte fija.
- Rotor: Parte móvil que gira dentro del estator.
- Entrehierro: Espacio de aire que separa el estator del rotor y que permite que pueda existir movimiento. Debe ser lo más reducido posible.
- Un circuito magnético.
- Dos circuitos eléctricos: uno en el rotor y otro en el estator.
- Arrollamiento o devanado de excitación o inductor: Uno de los devanados, al ser recorrido por una corriente eléctrica produce una fuerza magnetomotriz que crea un flujo magnético.
- Inducido: El otro devanado, en el que se induce una Fem. que da lugar a un par motor (si se trata de un motor) o en el que se induce una Fem. que da lugar a un par resistente (si se trata de un generador).
- Aislamiento-circuito dieléctrico y térmico.
- Sistema de Enfriamiento.
- Soporte mecánico: carcasa, soporte de cojinetes, cojinetes, ejes de accionamiento.

En el estator se alojan tres bobinas, desfasadas entre sí, 120°. Cada una de las bobinas se conecta a una de las fases de un sistema trifásico y dan lugar a un

campo magnético giratorio. La velocidad del campo magnético giratorio se denomina velocidad síncrona y depende de la frecuencia de la red eléctrica a la que esté conectado el motor. [BOLDEA, 2006].

1.5.3. Generadores síncronos.

Más del 90% de la energía producida es gracias a los generadores síncronos⁵. Son máquinas equipadas con un sistema de excitación asociado a un regulador de tensión para que, antes de ser conectados a la red, generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo de desfase que aquella, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados. El generador es el encargado de suministrar energía a una carga cuya frecuencia depende de la máquina motriz, la corriente y el factor de potencia, dependen de la excitación del campo, de la impedancia del generador y de la carga. La corriente de armadura producida por la carga crea un campo magnético que gira a velocidad síncrona, y este reacciona con el campo magnético que es producido por el devanado de campo al aplicar una corriente continua, produciéndose el troqué electromecánico que se opone al movimiento de la máquina motriz. Los alternadores síncronos pueden funcionar aislados de la red. [CHAPMAN, 2004; BOLDEA, 2006].

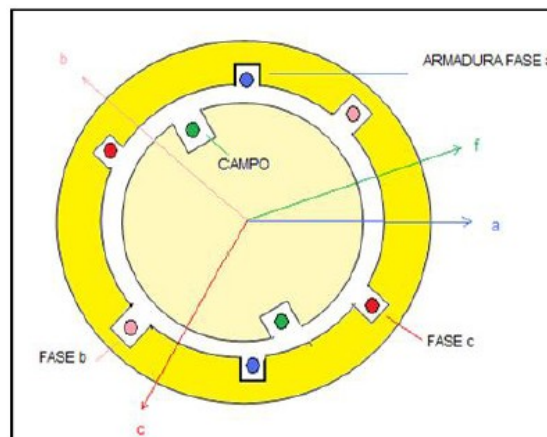


Figura 4. Partes de un generador síncrono

Entre los generadores síncronos hay:

⁵ Según FERNANDÉZ, Néstor Gutiérrez. Minicentral Hidroeléctrica. Tesis de Ingeniería, Epígrafe 2.5.3.1 Pág. 54. 2008.

- Generadores de polos salientes.
- Generadores de polos cilíndricos.

Generadores de polos salientes:

El generador sincrónico de polos salientes se caracteriza por trabajar a bajas velocidades. Se utilizan en centrales hidráulicas. [CHAPMAN, 2004].

Generador sincrónico de rotor cilíndrico:

Este tipo de generadores se utilizan en máquinas de alta velocidad con dos o cuatro polos. Se utilizan más en turbinas a gas o vapor empleadas en centrales térmicas. Se caracteriza porque los devanados se encuentran uniformemente distribuidos. [CHAPMAN, 2004].

1.5.4. Generadores asincrónicos o inducción (motores como generadores).

Son simples motores de inducción con rotor en jaula de ardilla, sin posibilidad de regulación de tensión, que giran a una velocidad directamente relacionada con la frecuencia de la red a la que están conectados. De esa red extraen su corriente de excitación y de ella absorben la energía reactiva necesaria para su propia magnetización. Esta energía reactiva puede compensarse, si se estima convenientemente, mediante bancos de condensadores. No pueden generar corriente cuando están desconectados de la red ya que son incapaces de suministrar su propia corriente de excitación. *Los asíncronos* se utilizan en grandes redes, en las que su potencia representa un porcentaje insignificante de la carga del sistema. Su rendimiento, en todo el campo de funcionamiento, es de un dos a un cuatro por ciento inferiores al de los alternadores síncronos.

1.6. SISTEMA DE CONTROL DEL GENERADOR

1.6.1. Sistemas de excitación de generadores.

Para que la máquina síncrona pueda funcionar, es necesario alimentar el devanado inductor con una tensión continua por medio del denominado *sistema de excitación*.

El sistema de excitación consta de los aparatos y máquinas cuyo objetivo es suministrar la energía necesaria para excitar el generador. El sistema de excitación no debe únicamente suministrar una potencia fija, sino que debe suministrar la potencia que convenga y modificarla tan rápidamente como sea posible, es decir poseer una gran velocidad de respuesta. El sistema de excitación tiene dos misiones fundamentales:

- Mantener la tensión en el entrehierro.
- Mantenimiento de tensión en los bornes del alternador.

Excitatrices propias.

Los inducidos de la excitatriz principal y auxiliar van montados sobre el eje del generador principal utilizando dos excitatrices en cascada que amplifican la potencia y regulan la tensión, actuando sobre un circuito de poca potencia. [European small hydropower association, 1998].

Excitatrices de corriente alterna sin escobillas (Diodos giratorios).

Se utiliza un pequeño generador de corriente alterna cuyo inducido va montado en el rotor del generador principal. La corriente se rectifica mediante un rectificador, eliminándose el problema de mantenimiento de las escobillas. La tensión se regula mediante un equipo electrónico que actúa sobre la excitación de la excitatriz. [European small hydropower association, 1998].

Excitatrices estáticas.

La corriente de excitación se extrae de los terminales del generador principal, mediante un transformador. Esta corriente se rectifica mediante un equipo electrónico y se inyecta en el bobinado de excitación rotórica del generador, gracias a un sistema de escobillas y anillos rozantes. Cuando el generador arranca no hay tensión en bornes y por lo tanto no se dispone de corriente de excitación. Los magnetismos remanentes, ayudados si es necesario por una batería, permiten iniciar el funcionamiento, que se normaliza inmediatamente en cuanto la tensión en bornes alcanza un valor modesto. Estos equipos exigen menos mantenimientos, tienen buen rendimiento y la velocidad de respuesta del

generador, ante las oscilaciones de tensión, es muy buena. [European small hydropower association, 1998].

1.6.2. Regulación de tensión

Las centrales eléctricas están sometidas a continuas variaciones de carga, por consiguiente necesitamos una regulación continua de excitación.

La misión de la regulación en las centrales consiste en:

- Mantener la tensión de la red eléctrica dentro de los márgenes de variación permitidos independiente del nivel de carga.
- Regular la potencia reactiva, en el caso de que dispusiera de más de un generador, de modo que esta se reparta de modo adecuado entre los diferentes generadores de la central.
- Mantener el sincronismo del generador con la red y de modo especial en el caso de cortocircuito.

Todas estas funciones se realizan mediante el control del sistema de excitación de los generadores.

Características que deben tener los AVR para generador síncrono:

- Rapidez de respuesta. Ha de intervenir rápidamente después de una variación de carga, para evitar que la tensión caiga rápidamente.
- Exactitud. Para llevar exactamente la tensión al valor de régimen de trabajo, después de una perturbación.
- Sensibilidad. Para reaccionar a las perturbaciones débiles.
- Amortiguamiento eficaz. Para evitar la producción de oscilaciones.

Tipos de reguladores de tensión.

Desde el punto de vista constructivo existen 2 tipos básicos:

1. Reguladores electromecánicos.
2. Reguladores electrónicos.

El regulador electromecánico se emplea para la excitación de tipo rotativa, es decir, mediante generadores de corriente continua. El regulador electrónico se utiliza para la excitación estática⁶.

⁶ http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/turbinas_hidraulicas.htm

1.7. SINCRONIZACIÓN DE LOS GENERADORES CON LA RED

El generador sincrónico se arranca en vacío, actuando sobre la admisión de la turbina para aumentar gradualmente la velocidad. El generador se sincroniza con la red igualando previamente, en la máquina y en la red, las tensiones eficaces, las frecuencias, los desfases y el sentido de rotación. Cuando el generador alcanza una velocidad próxima al sincronismo, se arranca la excitación y se regula para que la tensión entre bornes sea igual a la tensión entre barras. En generadores acoplados a una red aislada, el regulador debe mantener un valor predeterminado de la tensión sea cual sea la carga. Si está acoplado a una red importante, el regulador mantendrá el valor preajustado de la potencia reactiva. [European small hydropower association, 1998].

1.8. ACOPLAMIENTO DE LA TURBINA AL GENERADOR

Los acoplamientos son elementos mecánicos que se utilizan para unir dos ejes consecutivos en movimiento, se emplea para unir directamente la turbina al eje del generador, en caso les corresponda la misma velocidad nominal. [TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC, 2006]. Cuando turbina y generador trabajan a la misma velocidad y pueden montarse coaxialmente, se recomienda el acoplamiento directo, que evita pérdidas mecánicas y minimiza el mantenimiento ulterior. El fabricante de la turbina recomendará el tipo de acoplamiento a utilizar aún cuando un acoplamiento flexible, que tolera pequeños errores de alineación, es en general preferible.

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA DE CÁLCULO

2.1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de hidrogenación requiere de un caudal de agua y un salto (diferencia de altura) para producir potencia útil. Es un sistema de conversión de energía, es decir se toma energía en forma de caudal y salto y se entrega energía en forma de electricidad, pero ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil que absorbe, pues una parte de la energía se pierde en el sistema mismo en forma de fricción, calor, ruido, etc.

Ecuaciones de potencia del recurso hídrico.

La ecuación para determinar la potencia en función de la conversión es:

$$P_{entrada} = P_{salida} - P_{perdiads}$$

$$P_{salida} = P_{entrada} * Eficiencia\ de\ conversión$$

La siguiente ecuación es la fundamental para el diseño de sistemas hidroenergéticos. [ORTIZ, 2001].

$$P_{Generador} = P_{disponible} \cdot \eta \quad (2.1.1)$$

Donde:

$P_{generador}$ -Potencia de salida del generador [W].

$P_{disponible}$ -Potencia disponible [W].

η -Rendimiento de generación.

Física detrás de la ecuación de potencia.

La energía liberada por un cuerpo que cae, es su peso multiplicado por la distancia vertical recorrida. [ORTIZ, 2001].

$$Energia\ liberada = m \cdot g \cdot h \quad (2.1.2)$$

Donde:

m = Masa del agua [Kg].

g =Constante de aceleración de gravedad [m/s^2].

h =Altura disponible [m].

La masa del agua:

$$m = \rho * V \quad (2.1.3)$$

Donde:

m = Masa del agua [Kg].

ρ =Densidad del agua [Kg/ m^3].

V =Volumen del agua [m^3].

Entonces

$$Potencia_{disponible} = \rho * Q * g * H_{disponible} \quad (2.1.4)$$

Donde:

ρ -Densidad del agua [Kg/].

Q -Caudal de diseño [m^3 /s].

g =Constante de aceleración de gravedad [m/s^2].

$H_{disponible}$ =Altura disponible o altura bruta [m].

Ahora la potencia neta del agua será: [ORTIZ, 2001].

$$Potencia_{Neta\ del\ agua} = \rho * Q * g * H_{neta} \quad (2.1.5)$$

Donde:

ρ -Densidad del agua [Kg/].

Q -Caudal de diseño [m^3 /s].

g =Constante de aceleración de gravedad [m/s^2].

H_{neta} =Altura neta [m].

La potencia producida en la turbina será mucho menor que la potencia disponible debido a las pérdidas por fricción en la tubería. La potencia de salida del generador es menor debido a la ineficiencia del sistema de transmisión, y otras más en el proceso de conversión energética. La potencia recibida por el consumidor, o potencia neta, es: [ORTIZ, 2001]

$$Potencia_{Neta} = \rho * Q * g * H_{neta} * \eta_0 \quad [\text{Vatios}] \quad (2.1.6)$$

$$Potencia_{Neta} = 1000 * Q * 9,8 * H_{neta} * \eta_0 \quad [\text{Vatios}] \quad (2.1.7)$$

$$Potencia_{Neta} = 9,8Q * H_{neta} * \eta_0 \quad [\text{kW}] \quad (2.1.8)$$

Donde:

ρ -Densidad del agua [Kg/].

Q -Caudal de diseño [m³ /s].

g -Constante de aceleración de gravedad [m/s²].

H_{neta} -Altura neta [m].

$Potencia_{Neta}$ -Potencia neta del sistema completo de generación [kW].

η_0 = Rendimiento del sistema de generación completo.

2.2. TURBINAS

2.2.1 Criterios de selección.

El tipo, geometría y dimensiones de la turbina están condicionados, fundamentalmente, por los siguientes criterios: [European small hydropower association, 1998].

- Caudal de diseño.
- Altura de salto neta.
- Velocidad específica.
- Velocidad de rotación.
- Rendimiento.
- Problemas de cavitación.

Caudal de diseño.

Es importante determinar un caudal de diseño, para definir el equipamiento que será instalado en la central (la turbina), de tal forma que la energía producida por la turbina sea la máxima en función de la hidrología. Cada tipo de turbina solo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para los que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable. [European small hydropower association, 1998].

Altura neta.

El salto bruto es la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga, en las turbinas de reacción, o el eje de toberas en las de turbinas de acción. Conocido el salto bruto, para calcular el neto, basta deducir las pérdidas de carga, a lo largo de su recorrido. [European small hydropower association, 1998].

Cálculo de los parámetros de la tubería de presión.

Para el cálculo de la tubería de presión se parte del cálculo del diámetro económico, a continuación se calculan las pérdidas por fricción del agua en el interior de la tubería. Inicialmente se elige un diámetro de tubería en función del caudal de diseño, tomando como referente la operatividad y eficiencia del material.

Diámetro económico o diámetro óptimo.

Existe una gran cantidad de ecuaciones empíricas simplificadas que nos permiten tener una primera idea del diámetro de la tubería. [European small hydropower association, 1998].

$$d_{opt} = 1,4 \frac{Q_n^{0,4286}}{H_{bruta}^{0,1429}} \quad (2.2.1)$$

Donde:

d_{opt} - Diámetro óptimo [m].

Q_n -Caudal de diseño [m³ /s].

H_{bruta} -Altura bruta [m].

Velocidad del agua dentro de la tubería.

La velocidad del agua en la tubería depende del caudal que circulará por la tubería y del área de la sección transversal. [European small hydropower association, 1998].

$$v = \frac{Q_n}{a} ; \text{ Pero: } a = \frac{\pi}{4} d_{interior}^2 \quad (2.2.2); (2.2.3)$$

Donde:

v - Velocidad del agua entro de la tubería

Q_n -Caudal de diseño [m^3 /s].

a - Sección transversal de la tubería

$d_{interior}$ - Diámetro interno[m].

Las pérdidas en las tuberías de presión.

Diagrama de Moody para pérdidas por fricción en tuberías de acero.

Se usa para hallar pérdidas de carga producidas por fricción a lo largo de las paredes internas de una tubería. Como se aprecia, el diagrama sólo se aplica al agua en tuberías y no a otros fluidos, y únicamente si la tubería está llena. La rugosidad (K) de la pared interior de una tubería se expresa en términos de la profundidad de las irregularidades en la superficie (se les puede imaginar como gramos de arena pegados a la superficie interna de la tubería). [Ver Anexo 1]. [European small hydropower association, 1998].

Para obtener el factor de fricción (f_t), de la tubería de tipo acero galvanizado (nuevo):

- Primeramente hay que saber la rugosidad (K), la cual es igual a 0,06. (Ver Anexo 6)
- Calcular el ratio k/d_{int} y $1,27Q/d_{int}$, y llevar estos valores al diagrama de Moody para finalmente obtener el factor de fricción (f_t).

Pérdidas por fricción o rozamiento en la tubería.

Muchos investigadores la definen como pérdidas de energía en la tubería, que depende de la velocidad, las dimensiones del conducto y la rugosidad de la pared de la tubería [CALDERO, 2008]. Los trabajos de Darcy-Weisbach permiten la evaluación apropiada del efecto de cada uno de los factores que afecta la pérdida. Cuyas fórmulas son: [European small hydropower association, 1998].

$$h_f = \frac{f_t * L * v^2}{2 * g * d} \quad \text{ó} \quad h_f = \frac{f_t * L * Q_n^2}{d_{int}^5} \quad (2.2.4) ; (2.2.5)$$

Donde:

h_f - Pérdidas por fricción en la tubería de presión [m].

- f_{t*} -Coeficiente de fricción de la tubería.
- L -Longitud de la tubería de presión [m].
- v - Velocidad del agua dentro de la tubería [m/s].
- Q_n -Caudal de diseño [m³ /s].
- $d_{interior}$ - Diámetro interno [m].

Pérdidas por turbulencia en la tubería.

Con los coeficientes del Diagrama de Moody, se pueden calcular las pérdidas por turbulencia (h_t) en las secciones de entrada, codos, válvulas y otros accesorios.

$$h_t = \frac{v^2}{2g} (K_E + K_{CD1} + K_{CD2} + K_C + K_{CD3} + K_{CD4} + K_{VM}) \quad (2.2.6)$$

Donde:

- h_t - Pérdidas por turbulencia en la tubería de presión [m].
- g -Constante de aceleración de gravedad [m/s²].
- v - Velocidad del agua dentro de la tubería [m/s].
- K_E -Factor de entrada.
- K_{CD1} -Factor de cambio de dirección 90°
- K_{CD2} - Factor de cambio de dirección 90°
- K_C -Factor de la compuerta
- K_{CD3} - Factor de cambio de dirección 90°
- K_{CD4} - Factor de cambio de dirección 90°
- K_{VM} -Factor de la válvula mariposa.

Por lo general, las pérdidas por turbulencia son menos comparadas con el efecto de la fricción de pared. Si se hace un rápido cálculo inicial del tamaño y se verifica que los efectos de la turbulencia son menores, entonces, se repite el cálculo con otra tubería. [European small hydropower association, 1998]

Pérdidas totales en la tubería.

La pérdida total en la tubería de presión:

$$h_p = h_f + h_t \quad (2.2.7)$$

Donde:

h_p - Pérdidas totales [m].

h_f - Pérdidas por fricción [m].

h_t - Pérdidas por turbulencia [m].

Calcular la pérdida porcentual de caída debida a la fricción:

$$Perdidas(\%) = \frac{h_p}{h_{bruta}} * 100 \quad (2.2.8)$$

Si ésta no está entre el 3 y el 11%, se debe seleccionar un diámetro de tubería más adecuado y repetir los pasos anteriores. Si está entre el 3 y el 11%, significa que el diámetro calculado es apropiado. [European small hydropower association, 1998].

En relación a la determinación del salto neto, se puede proceder del siguiente modo:

$$\textbf{Turbinas de reacción: } H_{neta} = H_{disponible} - H_p \quad (2.2.9)$$

$$\textbf{Turbina de acción: } H_{neta} = H_{disponible} - H_p - H_m \quad (2.2.10)$$

Donde:

H_{neta} -Altura neta [m].

$H_{disponible}$ - Altura bruta [m].

H_p - Pérdidas totales [m].

H_m = Altura de montaje de la turbina [m].

Velocidad específica (Específico de revoluciones de potencia)

La pregunta que se plantea es la de si, conociendo como funciona un cierto tipo de máquinas bajo determinados parámetros hidráulicos, se puede saber como funcionará esa misma máquina, u otra geoméricamente semejante, cuando opera bajo otros parámetros hidráulicos diferentes. Si se puede contestar a esta pregunta, la teoría de la similitud proporcionará un criterio científico con el que catalogar las turbinas, de gran utilidad en el proceso de selección de la turbina que mejor se adapta a las condiciones del aprovechamiento que proyectamos.

La contestación es positiva si el modelo y el prototipo son:

1. Geométricamente semejantes
2. Tienen el mismo coeficiente volumétrico, definido por:

$$\frac{Q_n}{A\sqrt{2gH}} \quad (2.2.11)$$

Donde:

Q_n -Caudal de diseño [m^3 /s].

A -Área.

g -Constante de aceleración de gravedad [m/s^2].

H -Altura neta [m].

La velocidad específica se deriva de las leyes de semejanza de turbinas hidráulicas.

$$n_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (2.2.12)$$

Donde:

n_s - La velocidad específica [Adimensional].

n -La velocidad rotacional [r.p.m.].

P - Potencia de la turbina [HP].

H - Altura neta [m].

Todas las turbinas con idénticas proporciones geométricas, aunque de diferente tamaño, 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. [European small hydropower association, 1998].

Velocidad característica (número específico de revoluciones de caudal).

La velocidad característica se deduce de las leyes de semejanza de turbinas hidráulicas.

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (2.2.13)$$

Donde:

n_q =-Número específico de revoluciones de caudal [adimensional].

n -Velocidad de rotación de la turbina [rpm].

Q -Caudal de la turbina [m^3 / s].

H -Altura neta [m].

En la figura 24 (Ver Anexo 2) se muestra cómo cambia el diámetro del rodete de las turbinas de reacción con respecto a la velocidad específica.

Velocidad rotacional de la turbina.

La velocidad de giro de la turbina está relacionada con la caída neta, el caudal aprovechable, y las dimensiones del rodete. Cuando la velocidad de la turbina no coincide con la velocidad sincrónica del generador, se deben emplear sistemas de transmisión. La frecuencia que se requiere en los terminales del generador es un parámetro que se debe cumplir para poder realizar la interconexión con el sistema, debe recordarse que la frecuencia se regula por medio de la máquina motriz (turbina). La velocidad del generador está definida por la frecuencia a la que debe operar y se determina por la siguiente ecuación: [BOLDEA, 2006]

$$N = \frac{120 * f}{P} \quad (2.2.14)$$

Donde:

N - Velocidad sincrónica del generador [r.p.m.].

f - Frecuencia del sistema [Hz].

P - Número de pares de polos del generador.

número de polos	frecuencia		número de polos	frecuencia	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60Hz
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

Tabla 4. Velocidad sincrónica de los generadores.

Rendimiento de la turbina

El rendimiento se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales. Dadas las pérdidas que tienen lugar en el conjunto de la turbina de reacción, el rodete solo utiliza una altura inferior al salto neto H_n . Estas pérdidas son esencialmente por fricción y tienen lugar en la cámara espiral, en los alabes directores y del rodete, y sobre todo en el tubo de aspiración o difusor. La columna de agua que acciona la turbina equivale al salto neto menos la presión equivalente a la energía cinética disipada en el tubo de aspiración, cuantificada

por la expresión $\left(\frac{v_e^2}{2g} \right)$ (siendo v_e la velocidad media a la salida del tubo de

aspiración). Es por eso que, a fin de reducir la velocidad media a la salida del tubo de aspiración, se aumenta el área de su sección de salida lo que conduce a un perfil cónico. Sin embargo, si se quiere evitar que la vena de agua se desprenda de las paredes, el ángulo de conicidad no puede superar los 7° . Un difusor bien diseñado permitirá instalar la turbina por encima del nivel del canal de descarga, sin perder prácticamente altura de salto. Los fabricantes garantizan el rendimiento de las turbinas.⁷ [European small hydropower association, 1998].

Para determinar el rendimiento de la turbina, se realizan los siguientes pasos⁸:

- Seleccionar el tipo de turbina.
- Ingresar el máximo caudal que sería el 100% del caudal nominal.

⁷ El rendimiento que garantizan los fabricantes de turbinas, está basado en el «International Code for the field acceptance tests of hydraulic turbines» (publicación IEC-41) o, cuando es aplicable, en el «International Code for model acceptance tests» (publicación IEC-193).

⁸ Según TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC. Catalogo de turbinas Francis. 2008.

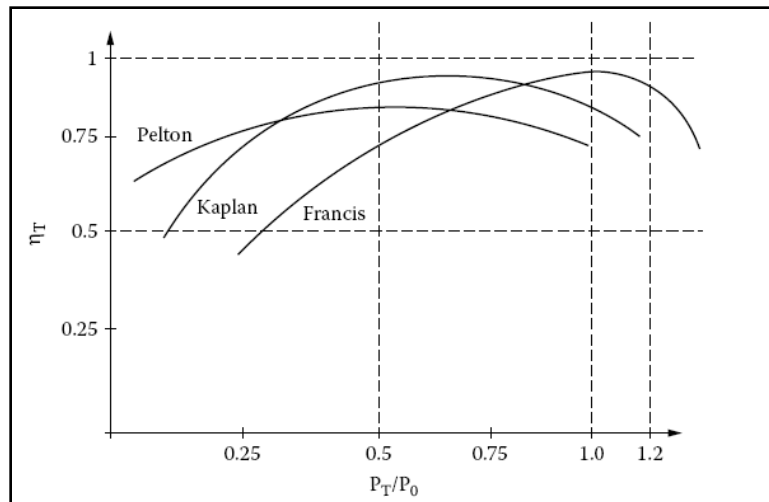


Figura 5. Eficiencia/carga típicas de turbinas Francis, Pelton y Kaplan.

Otros criterios que se deben tener en consideración a la hora de la selección de la turbina son: [European small hydropower association, 1998]

- Posición del eje.
- Velocidad de empalme.
- Costo.
- Facilidad constructiva.
- Robustez.

Posición del eje.

La turbina Francis de eje horizontal presenta las siguientes ventajas⁹:

1. Separación completa de la turbina y el generador.
2. Disposición ventajosa de la sala de máquinas ya que la turbina y el generador están situados al mismo nivel.
3. Fácil montaje.
4. Facilidad de reparaciones en la turbina y en el generador.
5. Costo reducido de la turbina y el generador.

Respecto a la turbina de eje horizontal, la turbina Francis de eje vertical presenta los siguientes inconvenientes¹⁰:

⁹ Ibídem.
¹⁰ Ibídem.

1. La turbina y el generador ya no son completamente independientes puesto que ambas máquinas han de estar soportadas por un cojinete axial común.
2. Al estar superpuestas la turbina y el generador, se precisa construir una sala de máquinas de, por lo menos, dos plantas.
3. El montaje es más difícil.
4. Los dispositivos de engrase (sobre todo del cojinete axial) son más complicados.
5. El costo es superior en aproximadamente, un 20 %, en igualdad de condiciones.

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 Kaplan es 3,2 veces superior a la nominal. En las Francis, Pelton, Banki y Turgo, esa relación puede variar entre 1,8 y 2,2.

Facilidad constructiva.

La facilidad constructiva refiere a que se pueda abordar la fabricación de la turbina en la zona en que se pretende desarrollar la implantación de la central hidroeléctrica. Con ello se fomenta la implicación de la comunidad en el proyecto y es una experiencia apropiada para futuros proyectos o para la reparación de futuras averías.

Robustez.

Se trata de que el equipo sea poco sensible al paso de arena, hierbas y otros posibles objetos, debido a que por la necesidad de diseñar una instalación sencilla no existirán equipos que limpien el caudal de forma exhaustiva. Así mismo no se instalarán sistemas automáticos de limpieza de rejillas.

2.2.2. Pasos para la selección de la turbina.

El tipo de turbina se puede determinar mediante el gráfico que se muestra en la figura 25 (ver Anexo 3). El valor del caudal se coloca en el eje X y el valor de la altura de salto, en el eje Y, intersecándolos. Cualquier turbina dentro de cuya envolvente caiga dicho punto, podrá ser utilizada en el aprovechamiento en cuestión. Sin embargo, se puede hacer la selección con más precisión utilizando la tabla 8 (ver Anexo 4), en este procedimiento, aparte del caudal y la altura neta se utiliza la velocidad específica.

Un elemento muy importante a tener en cuenta para la selección de la turbina es su rendimiento.

La elección final será el resultado de un proceso iterativo, que balancee la producción anual de energía, el costo de adquisición y mantenimiento, y su fiabilidad.

2.2.3. Cálculo de la potencia de la turbina.

La potencia generada se obtiene de las siguientes fórmulas: [COZ, 1995].

$$Potencia_{Turbina} = \rho * Q * g * H_{neta} * \eta_{Turbina} \quad (2.2.14)$$

Donde:

$Potencia_{Turbina}$ = Potencia del eje de la turbina [W].

ρ = Densidad del agua = 1000 [kg/m³].

g = Aceleración por gravedad [m/s²].

Q = Caudal de la turbina [m³/s].

H_{neta} = Salto neto [m].

$\eta_{Turbina}$ = Eficiencia de la turbina [adimensional].

2.2.4. Curvas características de las turbinas.

Curvas par-velocidad:

Son curvas (figura 6 [a]) que reflejan cómo varía el par con la velocidad de giro, para diferentes grados de admisión. Los resultados indican que, para un valor dado de la admisión, el par decrece linealmente al aumentar la velocidad. El valor máximo corresponde a la velocidad $n=0$, lo que da a la turbina un par de

casi dos veces el nominal (Arranque). El punto en que estas curvas cortan al eje de abscisas (par nulo) es lo que se conoce como *velocidad de embalamiento*.

Curvas potencia-velocidad:

Son curvas (figura 6 [b]) que se trazan en función del grado de admisión para un salto neto constante. Las curvas, de forma parabólica, cortan al eje de las abscisas en dos puntos que corresponden a N_0 y N_e .

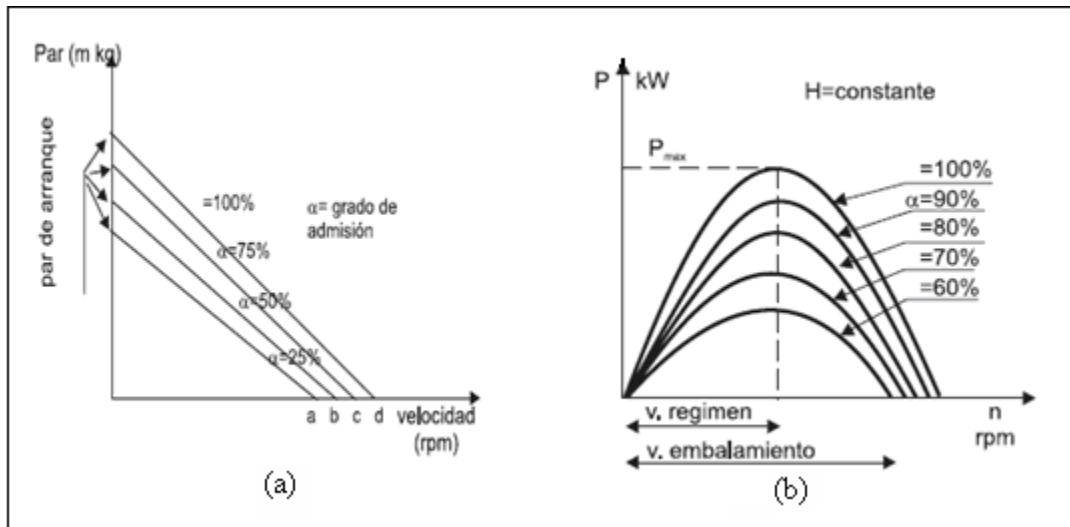


Figura 6: (a) Curva par-velocidad (b) Curva potencia-velocidad

Curvas caudal velocidad:

Son curvas -prácticamente rectilíneas- (figura 7) que reflejan el caudal admitido por la turbina en función de la velocidad, para una altura de salto fija y un grado de admisión variable. En las turbinas Pelton, las rectas son prácticamente horizontales; en las Francis lentas, son descendentes (al aumentar la velocidad la turbina admite menos caudal); y en las Francis rápidas, ascendentes.

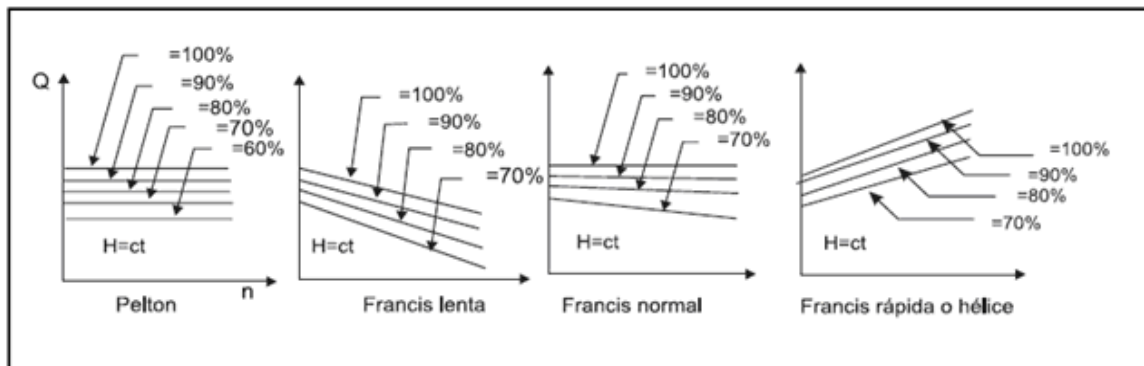


Figura 7. Curvas caudal velocidad

Curvas de nivel:

Cuando en el plano caudal-velocidad, se unen los puntos de igual rendimiento, se obtienen curvas semejantes a las curvas de nivel de un plano topográfico (figura 8). Si se combinan con la potencia como tercer eje, estas curvas tridimensionales forman lo que se conoce como colina de rendimientos.

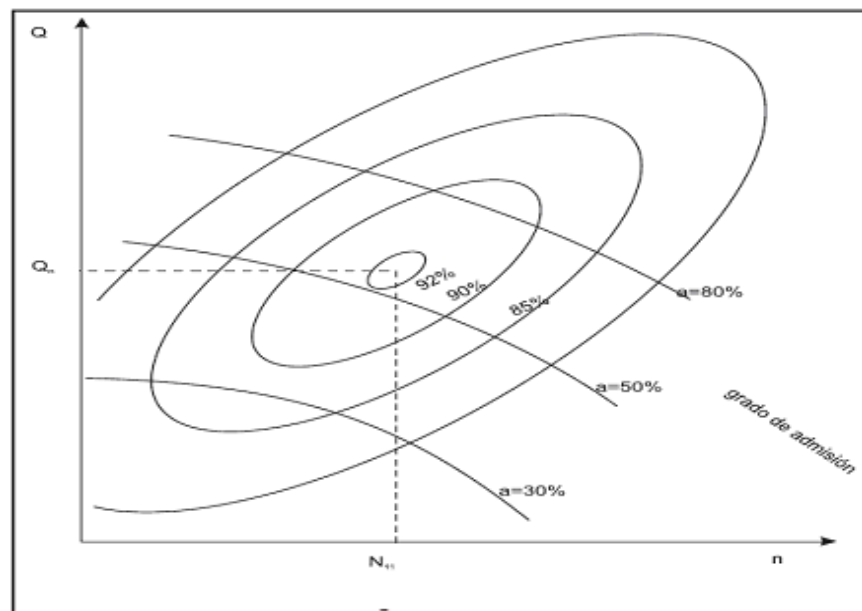


Figura 8. Curvas de nivel.

2.3. ELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN

Para determinar el número de unidades de generación, se deben analizar tres aspectos principales, que son:

1. La capacidad de la turbina- Se determina en base al caudal de diseño y la altura neta. El caudal de diseño es un valor variable, por lo cual, puede disminuir o aumentar a lo largo del año. Esta variación de caudal permite determinar el número de unidades.
2. La curva y duración de caudales- Es útil en la determinación de unidades ya que representa caudales variables a lo largo del tiempo.

3. La eficiencia de la turbina- Permite una gran flexibilidad de funcionamiento, ya que permite turbinar con caudales superiores o inferiores al caudal nominal, con una eficiencia considerable. Dependiendo del tipo de turbina que se va a emplear, y con ayuda de la curva de duración de caudales, se puede determinar el número de unidades de generación. [TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC, 2006]

2.4. GENERADOR

2.4.1. Criterios para seleccionar el tipo de generador

De la misma forma que la máquina asíncrona encuentra su utilización fundamental en las aplicaciones industriales como motor de uso general (de hecho cada vez más general, una vez que ya es posible su funcionamiento a velocidad variable por variación de frecuencia). La máquina síncrona encuentra su aplicación más característica como generador, si bien es cierto que para ciertas aplicaciones es posible su uso como motor. La razón de ello reside en el hecho de que el conjunto de los generadores de un sistema eléctrico que funcione correctamente debe suministrar en todo momento las potencias activa y reactiva que en ese instante demandan los abonados. Es cierto que en las inductancias y capacidades del sistema se almacena una cierta cantidad de energía en forma de campo electromagnético, pero esa reserva es tan pequeña que no permite su uso para cubrir eventuales desequilibrios entre la producción y el consumo, dado que las potencias, activa y reactiva, demandadas, pueden variar, y de hecho varían, de forma independiente. Las máquinas utilizadas como generadores en el sistema eléctrico deben tener la capacidad de variar por separado ambas magnitudes. Y ésta es precisamente la gran ventaja de las máquinas sincrónicas frente a las asíncronas.

2.4.2. Ecuaciones características del generador.

Para el cálculo de la potencia a la salida del generador se debe considerar el rendimiento, y la eficiencia del sistema de acoplamiento por la conexión del eje de la turbina y el eje del generador.

$$P_{Generador} = P_{Turbina} * \eta_{Acoplamiento} * \eta_{Generador} \quad (2.4.1)$$

Donde:

$P_{Generador}$ -Potencia de salida del generador [kW].

$P_{Turbina}$ - Potencia de salida de la turbina [kW].

$\eta_{Acoplamiento}$ -Eficiencia del sistema de acoplamiento.

$\eta_{Generador}$ - Eficiencia del generador.

Para calcular la potencia aparente se debe considerar el factor de potencia de acuerdo a la red que se conecte.

$$S_{Generador} = \frac{P_{Generador}}{FP} \quad (2.4.2)$$

Donde:

$S_{Generador}$ -Potencia Aparente del generador [kVA]

$P_{Generador}$ -Potencia de salida del generador [kW]

FP - Factor de potencia

Para seleccionar el voltaje nominal a los terminales del generador se deben establecer voltajes que se encuentren en el sistema eléctrico. Una vez que se tiene el voltaje adecuado se determina la corriente nominal del generador:

$$I_{Generador} = \frac{S_{Generador}}{\sqrt{3}V_{Generador}} \quad (2.4.3)$$

Donde:

$I_{Generador}$ -Corriente Nominal del Generador [A].

$S_{Generador}$ -Voltaje Nominal del Generador [kV].

$V_{Generador}$ -Potencia Aparente del generador [kVA].

2.4.3. Criterios de selección de los generadores.

Las especificaciones del generador deben ser tanto eléctricas como mecánicas. A continuación se representa una lista de características componentes del equipo de generación.

- **La potencia aparente nominal (kVA) y la potencia activa nominal (kW).**

- **Factor de potencia (FP)**- El FP para generadores sincrónicos más adecuado es 0,92 considerando que la PCHE se conecta al SEN (Normas Cubanas) y no requiere inyectar reactivos al sistema. [GILKES, 2008]
- **Voltaje Terminal**- Para definir el nivel de voltaje a la salida del generador, se deben tener en cuenta los valores de voltajes de generación y el de interconexión con los sistemas de distribución, que son a los que generalmente se conectan las PCHEs. El nivel de voltaje lo define la empresa de distribución a la que se conecte (Norma IEEE 1547 Standard for DR Interconnection with power Systems) son: 2,4 kV, 3,3 kV, 4,16 kV, 5,5 kV, 6,3 kV, 13,8 kV, o en base a los voltajes normalizados por los fabricantes.
- **Frecuencia**- La frecuencia del país en que se realiza el proyecto (50 Hz ó 60 Hz).
- **Velocidad rotacional**- La velocidad de rotación de la turbina seleccionada y el generador deben ser iguales para que se pueda realizar el acoplamiento directo.
- **Número de fases**- Si es monofásico o trifásico.
- **Eficiencia**- La eficiencia de los generadores sincrónicos está en el rango de 0,93-0,98. [GILKES, 2008].
- **Disposición del eje**- El eje del generador depende totalmente de la disposición del eje de la turbina.
- **Régimen de trabajo**- Si se trabaja a régimen breve, breve repetido, continuo, etc.
- **Sobrevelocidad relacionada con la turbina**- En caso que ocurra un cambio brusco de carga, la turbina tiende a embalsarse, por lo que hay un sistema gobernador instalado para evitar este fenómeno, pero siempre hay un intervalo de tiempo en que la máquina se encuentra en estado no estable, por lo que se debe seleccionar cuidadosamente el generador para asegurar un funcionamiento adecuado en situaciones de este tipo.
- **Refrigeración**- Puede ser de dos tipos:
 - Natural (aire).
 - Forzada.

Otras especificaciones de selección son:

- Temperatura ambiental, humedad, altitud.
- Regulador automática de voltaje.
- Expectativas de vida de los componentes y posibilidad de emplazarlos.
- Equipo de monitoreo.
- Protecciones de sobrevelocidad, baja velocidad, sobrecarga y cortocircuito.
- Dimensiones físicas y peso.
- Sobre todo se debe analizar el factor económico y la disponibilidad en el mercado.

2.5. SISTEMA GOBERNADOR

2.5.1. Criterios de selección del gobernador.

El gobernador se selecciona considerando la turbina escogida. Actualmente cuando se solicita una turbina, se pide al mismo fabricante, un gobernador con la especificación de dicha turbina. [BOLDEA, 2006].

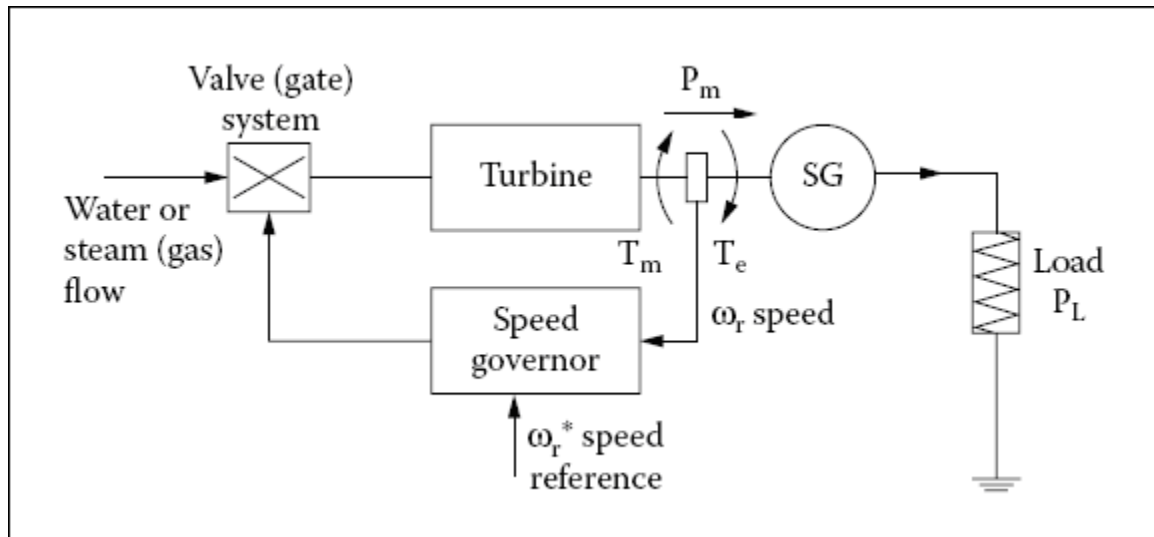


Figura 9. Sistema gobernador de una turbina (carga aislada).

Donde:

T_m - Torque de la turbina [p.u.].

T_e - Torque del generador [p.u.].

ω -Velocidad angular.

P_m -Potencia mecánica.

El siguiente diagrama representa los elementos de un sistema típico de un regulador de velocidad que tenga un tiempo de respuesta bastante aceptable para PCHE.

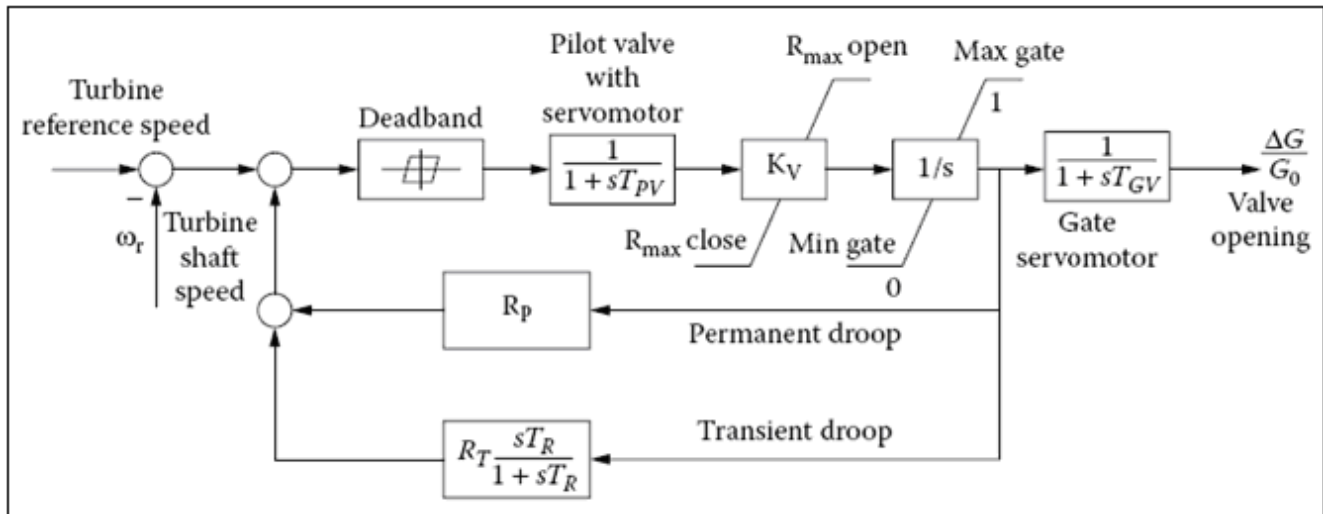


Figura 11. Diagrama de bloque de un gobernador.

- T_{PV} -Válvula piloto con tiempo de constante de servomotor.
- K_V -La ganancia del servo (total) [5].
- $R_{maxabierto}$ - Rapidez máxima para abrir la válvula [0,15 p.u. /seg.].
- $R_{maxcerrado}$ - Rapidez máxima para cerrar la válvula [0,15 p.u. /seg.].
- T_{GV} - Constante de tiempo de la puerta principal del servomotor [0.2 seg.].
- R_p - Estatismo permanente [0.04].
- R_T - Estatismo transitorio [0.4].
- T_R - Constante de tiempo asociada a la compensación transitoria [5 seg.].

Los valores en paréntesis son datos prácticos para un gobernador¹¹.

2.6. SISTEMA DE REGULACION DE VOLTAJE

2.6.1. Excitación sin escobillas.

¹¹ Tomado de BOLDEA, Ion. *Synchronous generators*. 2006. Epígrafe 3.8.4.

Consiste en disponer el inducido de la excitación principal de c.a. en el propio rotor, cuya salida, rectificadas mediante un puente de diodos montado en el propio rotor, se conecta directamente al devanado de excitación del alternador sin salida del rotor. La excitatriz principal es, por tanto, un generador síncrono de estructura invertida, con los polos inductores en el estator y el inducido en el rotor.

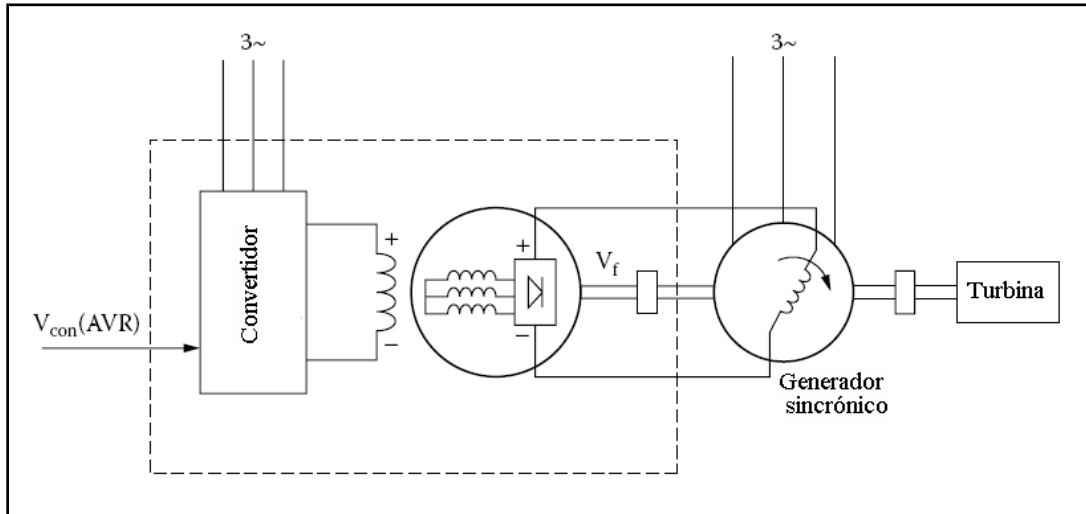


Figura 12 Excitación «sin escobillas» con autoexcitación.

El control de la corriente de excitación se lleva a cabo controlando desde el estator la corriente de excitación de la excitatriz principal, la cual se puede alimentar mediante un transformador de excitación, como en el esquema de autoexcitación básica (figura 12) o desde una excitatriz piloto cuyo devanado de excitación se ha sustituido por unos imanes permanentes (figura 13). El primero de los esquemas presenta el inconveniente de que en caso de producirse un cortocircuito en un punto eléctricamente próximo a los bornes del generador, la tensión cae a un valor cercano a cero, la máquina se queda sin excitación y al reducirse la corriente del estator «transformada de compoundaje» no se garantiza la excitación del generador en todo momento. Este inconveniente no aparece en el esquema de la Figura 13. [BOLDEA, 2006].

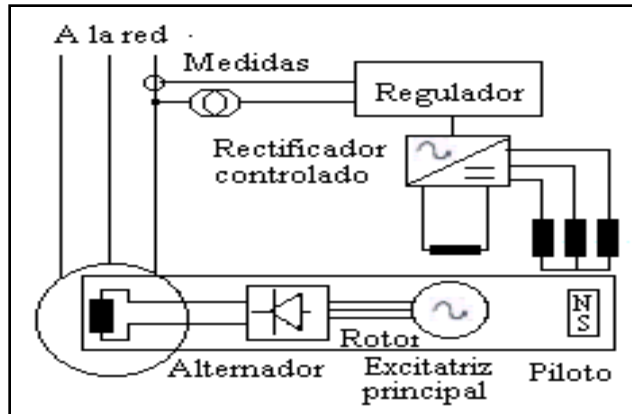


Figura 13. Excitación «sin escobillas» con excitatriz piloto.

El uso de máquinas de corriente continua, como excitatrices, presenta serios inconvenientes cuando se trata de alimentar alternadores, debido principalmente a la presencia del colector de delgas y a la fiabilidad relativamente baja del sistema. También, el uso de escobillas en las excitatrices estáticas, deviene limitaciones para su uso, a pesar de que el tiempo de respuesta de este tipo de sistema de excitación es excelente.

Las ventajas de este sistema de excitación frente a los anteriores sistemas, son las siguientes:

- La supresión del colector de delgas reduce considerablemente el mantenimiento.
- Apenas requiere mantenimiento, solo hay que tener en cuenta el flujo adecuado de aceite, comprobación de las temperaturas, inspección visual de los fusibles y de, tanto en tanto, la medición de la resistencia a tierra del aislamiento.
- No existe el problema de polvo carbón, ya que no emplean escobillas de ninguna clase. De esta forma, puede prolongarse el tiempo necesario para las limpiezas periódicas, y también, disminuye la posibilidad de que baje la resistencia del aislamiento.
- No existe contaminación atmosférica, ya que todos sus componentes van encerrados herméticamente.

- Disminución de los costos de mantenimiento: Se evita la reposición periódica de las escobillas y las operaciones de limpieza y conservación del colector de delgas y los anillos rozantes.

2.6.2. Regulación de voltaje.

A continuación se muestra la ecuación de regulación de voltaje: [BOLDEA, 2006].

$$\Delta V(\%) = \frac{V_0 - V}{V_0} * 100 \quad 2.6.1)$$

Donde:

$\Delta V(\%)$ -Regulación de voltaje.

V_0 -Voltaje en vacío (sin carga) [V].

V -Voltaje con carga [V].

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

Según el tipo de utilización del agua, se seleccionó la **central a pie de presa**, entre la clasificación de centrales de embalse, previendo un mejor aprovechamiento del recurso hídrico del río en cuestión.

3.2. SELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN.

El número de unidades de generación se determina en función de:

1. La capacidad de la turbina [kW].
2. La curva de duración de caudales.
3. La eficiencia de la turbina.

No obstante no contar con los datos del segundo criterio de selección, puesto que son resultado de más de diez años de estudios hidrológicos constantes, es posible determinar el número de unidades de generación, considerando la elección realizada en este sentido, por la PCHE ya existente: al encontrarnos bajo las mismas condiciones de variación del caudal, a pesar de desconocer la curva de duración de caudales¹².

De esta forma, se concluye que para una óptima generación anual es preciso instalar dos unidades de generación. Esto significa que:

- ✓ En tiempo de sequía, por lo menos puede funcionar una sola unidad de generación.
- ✓ Confiabilidad cuando funciona a carga aislada.

3.3. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL.

El conocimiento del caudal que saldrá de la PCHE Nuevo Mundo, ya existente, facilita calcular el caudal de diseño de la PCHE en estudio. Según la información obtenida, en esta PCHE, están instaladas dos turbinas que descargan un caudal de $2,8\text{m}^3/\text{s}$ cada una, para un chorro total de $5,6\text{m}^3/\text{s}$. Para obtener el caudal de diseño de la PCHE en estudio, se toma un 92,8% del caudal total que saldrá

¹² No revelada a esta investigación por considerarse datos confidenciales del estado cubano.

de la PCHE existente. Este caudal se divide para alimentar dos turbinas a través de tuberías de presión distintas, instaladas por separado desde de la bocatoma.

$$\text{Caudal de diseño total-}Q_n = 5,2m^3/s$$

$$\text{Caudal de diseño para cada turbina-}Q_n = 2,6m^3/s$$

3.4. DETERMINACIÓN DE LA ALTURA BRUTA.

Para determinar la altura bruta fue empleado el método de mapa.

En el mapa de nivel la presa Nuevo Mundo (existente) está situada en la cota 82.00 y la derivadora de la presa en la cota 20.15; la diferencia de altura entre la presa y la derivadora es 61,85 m y la distancia entre ellas es 9 Km. Conociendo estos datos y previendo posibles inundaciones entre la presa y la derivadora, se determinó que la nueva central hidroeléctrica debe ser ubicada en la cota 30.00, a unos 6 Km. de la PCHE ya existente y a 3 Km. de la derivadora, con una cortina de altura, 44 m. El agua normal de esta presa será 39 m, dejando unos 15 m de altura aguas arriba hasta la PCHE existente y unos 8 m aguas abajo hasta la derivadora. De ahí que:

$$H_{bruta} = 39 m$$

3.5. CÁLCULO DE LA ALTURA NETA.

El diámetro óptimo de la tubería de presión se ha calculado empleando la ecuación 2.2.1.

Siendo: $Q_n = 2,6m^3/s$; $H_{bruta} = 39 m$

$$d_{opt} = 1,249 m$$

La velocidad del agua dentro de la tubería se calcula utilizando la ecuación 2.2.2.

Siendo: $Q_n = 2,6m^3/s$; aproximando $d_{interno} = 1,3 m$

$$v = 1,9588 m/s$$

Para obtener el f_t , siendo: $k = 0,06$ se calcula $\frac{k}{d_{int}} = 0,046$ y $1,27Q/d_{int}=2,54$, y

se llevan estos dos valores al diagrama de Moody. De ahí que:

$$f_t = 0,085$$

Las pérdidas por fricción en la tubería de presión se calculan mediante la ecuación 2.2.4 o 2.2.5.

Siendo: $f_t = 0,085$; $L = 100$; $Q_n = 2,6\text{m}^3/\text{s}$; $d_{\text{interno}} = 1,3\text{ m}$.

$$h_f = 1,28\text{ m}$$

Las pérdidas por turbulencia en la tubería de presión se calculan mediante la ecuación 2.2.6.

Siendo: $K_E = 0,5$; $K_{CD1} = 60f_t$; $K_{CD2} = 25f_t$; $K_C = 0,1$; $K_{CD3} = 4f_t$; $K_{CD4} =$

$4f_t$; $K_{VM} = 0,3$; $g = 9,8\text{m}/\text{s}^2$; $v = 1,9588\text{ m}/\text{s}$

$$h_t = 1,72\text{ m}$$

Las pérdidas totales de la tubería de presión se obtienen sumando las pérdidas por fricción y pérdidas de turbulencia, utilizando la ecuación 2.2.7 y 2.2.8.

Pérdidas totales = 3 m.

Pérdidas totales = 7,7 %.

Las pérdidas porcentuales obtenidas CUMPLEN con la condición que especifica que las pérdidas deben estar entre 3% -11%, lo que significa que el diámetro seleccionado es apropiado.

La altura neta se obtiene a través de la ecuación 2.2.9.

Siendo: $H_{\text{disponible}} = 39\text{ m}$; Pérdidas totales = 3 m.

$$\text{Altura neta} = 36\text{ m}$$

Considerando una altura de salto de 36 m, la central objeto de estudio se clasifica como **central de media presión**, según el criterio de altura de salto o desnivel.

3.6. POTENCIA DISPONIBLE

La potencia disponible del recurso hídrico se calcula mediante la ecuación 2.1.4.

Siendo: $\rho = 1000\text{ Kg}/\text{m}^3$ $H_{\text{disponible}} = 39\text{ m}$; ; $g = 9,8\text{ m}/\text{s}^2$; $Q_n = 5,2\text{m}^3/\text{s}$;

$$P_{\text{disponible}} = 1,987\text{ MW}$$

3.7. POTENCIA DE LA TURBINA

La potencia de la turbina se calcula mediante la ecuación 2.2.14.

Siendo: $\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$; $g = 9,8 \text{ m/s}^2$; $Q_n = 2,6 \text{ m}^3/\text{s}$; *Altura neta* = 36 m;
 $\eta = 0,90$.¹³

$$P_{\text{de una turbina}} = 825,552 \text{ kW}; 1,987 \text{ MW}; P_{\text{de las 2 turbina}} = 1,651 \text{ MW}$$

3.8. VELOCIDAD ESPECÍFICA

La velocidad específica (número específico de revoluciones de potencia) se calcula mediante la ecuación 2.2.12. Tomando la velocidad sincrónica (n) de rotación como 900 r.p.m. (8 polos). Siendo: $P=825,552 \text{ kW}=1106,64\text{HP}$; *Altura neta*=36 m.

$$n_s = 339,52 \text{ [Adimensional]}$$

3.9. VELOCIDAD CARACTERÍSTICA

La velocidad característica (número específico de revoluciones de caudal) se calcula mediante la ecuación 2.2.13.

Siendo: $n=900 \text{ r.p.m.}$; $Q=2,6 \text{ m}^3/\text{s}$; *Altura neta* =36 m.

$$N_q = 98,74 \text{ [Adimensional]}$$

PARÁMETROS CALCULADOS	
Diámetro óptimo de la tubería de presión [m]	1,294
Velocidad del agua dentro de la tubería [m/s]	1,9588
Pérdidas por fricción en la tubería de presión [m]	1,28
Pérdidas por turbulencia en la tubería [m]	1,72
Pérdidas totales de la tubería de presión [m]	3
Pérdidas totales de la tubería de presión [%]	7,7
<i>Altura neta</i> [m]	36
Potencia disponible del recurso hídrico [MW]	1,987
Potencia neta del agua [MW]	1,835
Potencia de cada turbina [kW]	825,552
Potencia de las 2 turbinas [MW]	1,651
Potencia de cada turbina [HP]	1106,64

¹³ Se toma la eficiencia como 0,90 (Bastante normal) para calcular la potencia de la turbina para obtener la velocidad específica.

Potencia de las 2 turbinas [HP]	2213,28
Velocidad específica [Adimensional]	339,52
Velocidad característica [Adimensional]	98,74

Tabla 5: Resultados de cálculo para la selección de la turbina

3.10. LA SELECCIÓN DE LA TURBINA

La selección de la turbina tiene su basamento en el análisis de los parámetros fundamentales de diseño, los cuales son:

- ✓ Altura de salto neta= 36 m.
- ✓ Caudal aprovechable= 5,2 m³/s.
- ✓ Caudal de diseño por turbina= 2,6 m³/s
- ✓ Velocidad específica=339,52 [Adimensional].
- ✓ Velocidad de rotación= 900 r.p.m.
- ✓ Número de unidades de generación= 2 unidades.
- ✓ Posición del eje- La posición del eje de la turbina deseada es horizontal.

En la tabla (ver Anexo 4) se puede observar que hay un solo tipo de turbina que cumple con los parámetros calculados (caudal, altura neta y velocidad específica). El tipo de turbina a instalar es:

 FRANCIS RÁPIDA.

En conclusión:

Se selecciona una turbina de la compañía «NANNING Generating Equipment General Works- The People's Choice», de tipo **Francis Rápida**, al calcular una velocidad específica de 339 y considerando una velocidad de giro de 900 r.p.m. La disposición del eje de la turbina es **horizontal**.

Es válido agregar que, Cuba tiene buenas relaciones con los fabricantes de las Francis, de la República Popular China, ya que anteriormente, ha adquirido este tipo de turbinas en dicho país. En el propio municipio de Moa se encuentran instaladas dos.

Especificaciones de la turbina seleccionada:

PLATE INFORMATION	DATOS EN CHAPA	MAGNITUD
Rated Power	Potencia nominal	862 kW
Designed Discharge	Caudal de diseño	2.6 [m ³ /s]
Rated Speed	Velocidad nominal (rotacional)	900 r.p.m
Runaway Speed	Velocidad de embalamiento	1940 r.p.m
Designed Head	Altura de diseño	36 m
Maximum Head	Altura máxima	45 m
Static Drafted Head	Altura estática	+18 m
Efficiency	Rendimiento	0,94
Trust Force	Fuerza de torque	58 KN
Weight	Peso	10,1 Ton
Code of Product	Código de producto	2008.411
Date of Production	Fecha de producción	2008.10
Standard No.	Número estándar	GB-T13468-08

Tabla 6. Datos de chapa de la turbina seleccionada.



Foto 2. Turbina Francis seleccionada.

Atendiendo a la variación de la presión estática a través del rodete, es una **turbina de reacción**.

Al considerar la dirección del flujo a través del rodete, es **radial-axial**, ya que el flujo recorre trayectorias sobre el receptor que pasan gradualmente de la dirección radial a la dirección axial, las trayectorias son lineales de doble curvatura (ver Anexo 10).

Según el grado de admisión del agua es una turbina de **admisión total**, ya que el agua ingresa en todo el contorno del rotor. Está equipada con un distribuidor de alabes regulares y un rodete de alabes fijos.

Atendiendo a las características de la cámara se considera **cámara cerrada**. El fluido de agua se alimenta por medio de una conducción cerrada o tubería forzada, y la tubería forzada está unida a la cámara que conduce el agua alrededor del distribuidor, llenando todas las aberturas de paso hacia el rodete. La cámara tiene una forma espiral.

El rendimiento de la turbina, puede llegar a los 94% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite turbinar a partir del 40% ($1,04 \text{ m}^3 / \text{s}$) hasta el 105% ($2,73 \text{ m}^3 / \text{s}$) del caudal nominal, y en saltos entre 60% (21,6 m) y el 125% (45m) del caudal nominal.

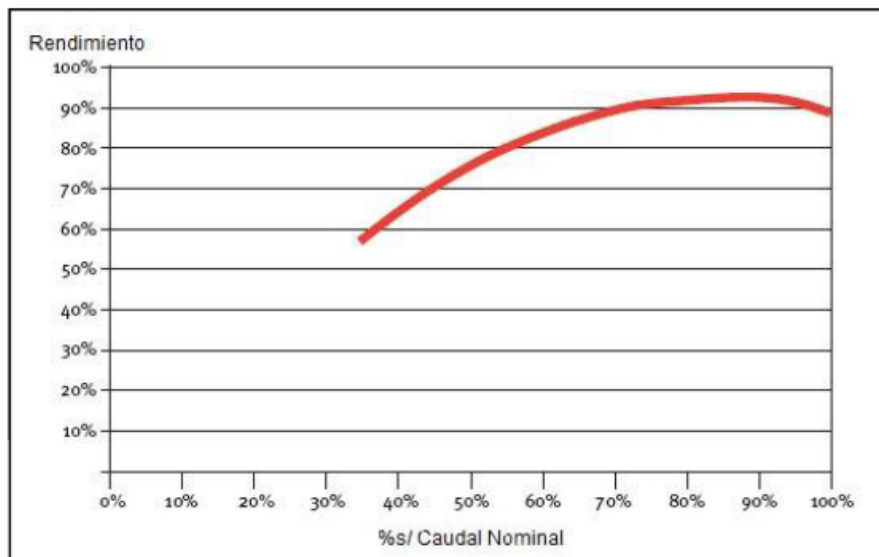


Figura 14. Rendimiento de la turbina seleccionada

La presa Nuevo Mundo tiene una capacidad normal de 141 millones de metros cúbicos de agua embalsada¹⁴, que se mantiene relativamente constante a través

¹⁴ Según la Empresa Constructora Integral No. 3 del Ministerio de la Construcción.

del año, lo que asegura recurso hídrico para que las turbinas trabajen siempre, que se traduce en una eficiencia bastante alta, cuando no, máxima. Atendiendo a la potencia generada, se considera, una capacidad de generación aproximada de 1693kW.

3.11. SELECCIÓN DEL GENERADOR

De acuerdo al tamaño de la Planta, se elige utilizar generadores sincrónicos, y de acuerdo con la aplicación, dentro los generadores sincrónicos, se seleccionó el tipo de polos salientes.

La potencia activa del generador se obtiene mediante la ecuación 2.4.1.

Siendo: $P_{Turbina} = 866 \text{ kW}$, $\eta_{Acoplamiento} = 1^{15}$, $\eta_{Generador} = 0,95$

$$P_{Generador} = 818,9 \text{ kW}$$

La potencia aparente del generador se obtiene mediante la ecuación 2.4.2.

Siendo: $P_{Generador} = 818,9 \text{ kW}$, $FP=0,92^{16}$

$$S_{Generador} = 890 \text{ kVA}$$

La selección del generador se realiza considerando los siguientes parámetros:

- **La potencia aparente-** 890 kVA.
- **La potencia activa-** La potencia de la turbina anteriormente seleccionada, es de 862 kW; considerando que se debe seleccionar un generador de menor potencia, se calculó como 818.9 kW.
- **Voltaje Terminal-** Para el diseño se define un valor de voltaje terminal de 6,3 kV sobre la base de las experiencias y de los voltajes normados por los fabricantes.
- **Frecuencia-** La frecuencia de Cuba es 60 Hz.
- **Velocidad-** Para un acoplamiento directo, la velocidad rotacional del generador debe coincidir con la velocidad de la turbina seleccionada. De ahí que, la velocidad de giro es de 900 r.p.m.

¹⁵ En los sistemas de acoplamiento directo las pérdidas son tan pequeñas que se consideran despreciables.

¹⁶ El FP para generadores sincrónicos más adecuado es 0,92 considerando que la PCHE se conecta al SEN y no requiere inyectar reactivos al sistema. [15]

- **Número de fases-** El generador será trifásico considerando que la PCHE se conecta al SEN.
- **Posición del eje-** El eje del generador será de disposición horizontal, puesto que depende totalmente de la disposición del eje de la turbina.
- **Continuidad de trabajo-** La PCHE en estudio se diseña para trabajar a régimen continuo.

En conclusión:

Se selecciona un generador de la compañía «NANNING Generating Equipment General Works- The People’s Choice». El generador es del tipo sincrónico, trifásico, de eje horizontal y polos salientes de 8 polos, autoexcitado «sin escobillas», que genera a 6,3 kV y estará acoplado directamente a la turbina.

Las especificaciones principales del generador seleccionado son:

PARÁMETROS DE CHAPA	
Tipo	SFW1000-8/143
Potencia aparente nominal	920 KVA
Tensión nominal	6,3 kV
Rango de ajuste de voltaje a condiciones normales [%]	+/-5%
Corriente nominal	84,3 A
Número de Fase	3Ø
Frecuencia	60 Hz
Velocidad de rotación	900 r.p.m
Velocidad de embalamiento	1600 r.p.m
Voltaje nominal de excitación	67 V
Corriente nominal de excitación	152 A
Rendimiento	0.96
Aislamiento clase del estator	Clase B
Aislamiento clase del rotor	Clase F
Protección	IP-23
Refrigeración	IC-01

Conexión del estator	Estrella
Número de polos	8 polos
Número estándar	GB7894-87
Código de producto	97214
Peso	9,3 Tonelada

Tabla 7. Datos de chapa del generador seleccionado.

El alternador funcionará con el punto neutro puesto a tierra a través de un transformador de potencia.

Estará ventilado por aire en circuito abierto con expulsión de aire caliente al exterior de la casa de máquina, la expulsión se realizará a través de un tubo de conducción subterráneo.

El funcionamiento de la central será en paralelo con la red eléctrica excepto cuando haya falla en la red, en que trabajará a carga aislada.

3.12. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

El sistema de regulación de velocidad recomendable para el objeto de estudio es del tipo electrónico. La mayoría de las funciones de sensibilidad, compensación y control de este regulador se realiza por circuitos electrónicos o microprocesadores. Los circuitos de compensación utilizan controladores derivado integral proporcional (PID) para compensar los atrasos de fase en el estatismo de control de la tubería de presión-turbina-generador-gobernador. Las configuraciones del PID se ajustan manualmente para asegurar que la hidroeléctrica permanezca estable aunque la carga varíe. Estas configuraciones aseguran que la unidad contribuye al amortiguamiento de perturbaciones de frecuencia de sistema cuando se conecta a un sistema integrado de potencia. Varias técnicas están disponibles para modelar y poner a punto el gobernador (IEEE Standard P1207)¹⁷.

3.13. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACION DE VELOCIDAD.

¹⁷ Tomado de BOLDEA, Ion. *Synchronous Generators*. 2006. Epígrafe 4.2.8 Pág. 10.

En el caso en estudio, el generador seleccionado contiene un sistema de autoexcitación con diodos rectificadores (autoexcitación sin escobillas).

Se recomienda sustituir los diodos por tiristores para permitir que la central funcione bajo variación de carga, en ocasión de que exista una falla en la red nacional. En ese caso, funcionará aisladamente, alimentando un circuito determinado del municipio.

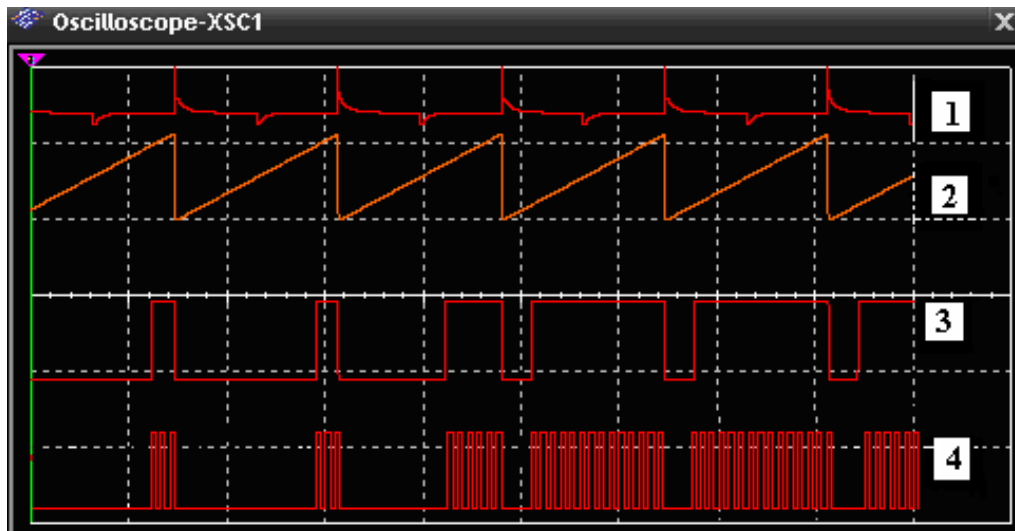


Figura 16. Señales de salida de los componentes electrónicos.

Donde:

- ❖ **Señal 1**- Pulsos del diodo.
- ❖ **Señal 2**-Pulsos de dientes de sierra (salida del segundo amplificador operacional).
- ❖ **Señal 3**- Salida del segundo amplificador operacional
- ❖ **Señal 4**-Tren de pulsos generada por el circuito de mando para activar los tiristores.

En la señal 4 (figura 16) se observa que cuando aumenta la carga se produce un incremento del número de pulsos, lo que significa que el sistema de excitación por tiristores responde adecuadamente a un cambio de carga.

Se recomienda un regulador de tensión con un dispositivo de regulación por tiristores con limitadores adicionales.

Los limitadores de corriente estática y de ángulo de carga actúan directamente y en paralelo sobre el AVR, lo que tiene por efecto aumentar la corriente de excitación cuando el generador se encuentra trabajando en régimen subexcitado. Estos limitadores son de actuación inmediata para evitar que el alternador se salga de sincronismo.

Los limitadores de corriente estática y retórica actúan sobre el AVR con retardo y tienen por efecto disminuir la corriente de excitación cuando el

generador trabaja en régimen sobreexcitado. En ellos, la misión del retardo de las corrientes retórica y estatórica es permitir posibles sobreexcitaciones transitorias, como en el caso de cortocircuito trifásico en la red, en los que el AVR debe aumentar la intensidad de excitación para reforzar el acoplamiento del generador a la red. Sin embargo, los limitadores de corrientes deben actuar para proteger los devanados de la máquina en el caso de que el cortocircuito no sea eliminado dentro del tiempo previsto.







3.14. SISTEMA DE ACOPLAMIENTO

El sistema de acoplamiento escogido para unir la turbina con el generador es el acoplamiento fijo. Las razones de por qué se adopta este tipo de unión, son:

- Porque la turbina y generador trabajan a la misma velocidad.
- Porque la turbina y el generador se montan horizontalmente.
- Evita pérdidas mecánicas (las pérdidas son tan pequeñas que se pueden considerar despreciables).
- Minimiza el mantenimiento ulterior.
- Por su menor peso.
- Mayor simplicidad.
- Además, resulta válido siempre que las máquinas a acoplar estén soportadas sobre cojinetes de deslizamiento.

3.15. SIMULACIÓN

Se realiza la simulación de la PCHE en el software **Mathlab 7.I**. En dicho programa, existe un modelo en Demos/Simulink, «[power_turbine](#)», que representa la simulación de una central hidroeléctrica. Este modelo contiene los siguientes bloques:

-  Bloque de la turbina hidráulica y el gobernador.
-  Bloque del generador sincrónico.
-  Bloque de excitación.
-  Bloque de transformador.
-  Bloque de Carga auxiliar de la propia PCHE.
-  Bloque de consumidor.

- ✚ Bloque del SEN infinito (fuente).
- ✚ Bloque de fallo.

Para simular la PCHE objeto de estudio se considera que ésta, está conectada al SEN infinito mediante un transformador de tipo elevador. Para obtener los resultados de la simulación se introducen los valores de cada parámetro en los bloques correspondientes (ver Anexo 12-15).

Bloque de la turbina hidráulica y el gobernador.

En este bloque está incluido un modelo *non linear* de la turbina, un gobernador de tipo *PID* y un servomotor¹⁸, el servomotor de la válvula se modela por un sistema de segundo orden.

Las entradas y salidas son:

- wref**- Velocidad de referencia [p.u.].
- Pref**-Referencia de potencia mecánica [p.u.].
- we**- Velocidad actual de la maquina [p.u.].
- Pe0**- Potencia eléctrica de la maquina [p.u.].
- dw**- derivación de la velocidad [p.u.].
- Pm**- Potencia mecánica del bloque del generador sincrónico [p.u.].
- gate**- Regulación de la puerta [p.u.]

Bloque de excitación.

El bloque del sistema de excitación se implementa introduciendo una excitatriz de corriente directa¹⁹, sin la función de saturación de la excitatriz, en un sistema de Simulink. Los elementos básicos que forman el sistema de excitación son el regulador de voltaje y la excitatriz.

Las entradas y salida son:

- vref**- el valor del voltaje deseado en los bornes del estator [p.u.]
- vd** - vd componente de voltaje del terminal [p.u.]
- vq** - vq componente de voltaje del terminal [p.u.]

¹⁸IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for Dynamic Studies," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, February, 1992, pp. 167-179

¹⁹ "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," IEEE Standard 421.5-1992, August, 1992.

vstab- conectar esta entrada a un sistema de estabilidad de potencia (PSS) para dar estabilización adicional a las oscilaciones del sistema de potencia.

Vf – El voltaje de campo para excitar el generador [p.u.]

Bloque del generador sincrónico

Los parámetros del generador se encuentran en la tabla donde se hizo la selección del mismo.

Las entradas y salida son:

Pm- Potencia mecánica del bloque del generador sincrónico [p.u.].

Vf – El voltaje de campo de para excitar el generador [p.u.]

a, b, c- las 3 fases de salida del generador.

Bloque de Carga auxiliar

En la simulación se considera la carga de la PCHE como 20 kW.

Bloque de transformador

Se considera un transformador de elevación de 6,3/13,8 kV; de potencia 1 MVA.

Bloque de consumidor de Moa

Se asume que la potencia instalada de un circuito de Moa es de 300 kW.

Bloque de fallo

Se implementa un sistema de fallo para ver el comportamiento del sistema de excitación y el control de velocidad, en caso que ocurra una falla o cortocircuito en la red.

Bloque del SEN infinito (fuente)

Se toma como potencia del SEN 1 GVA, a 13,8 kV.

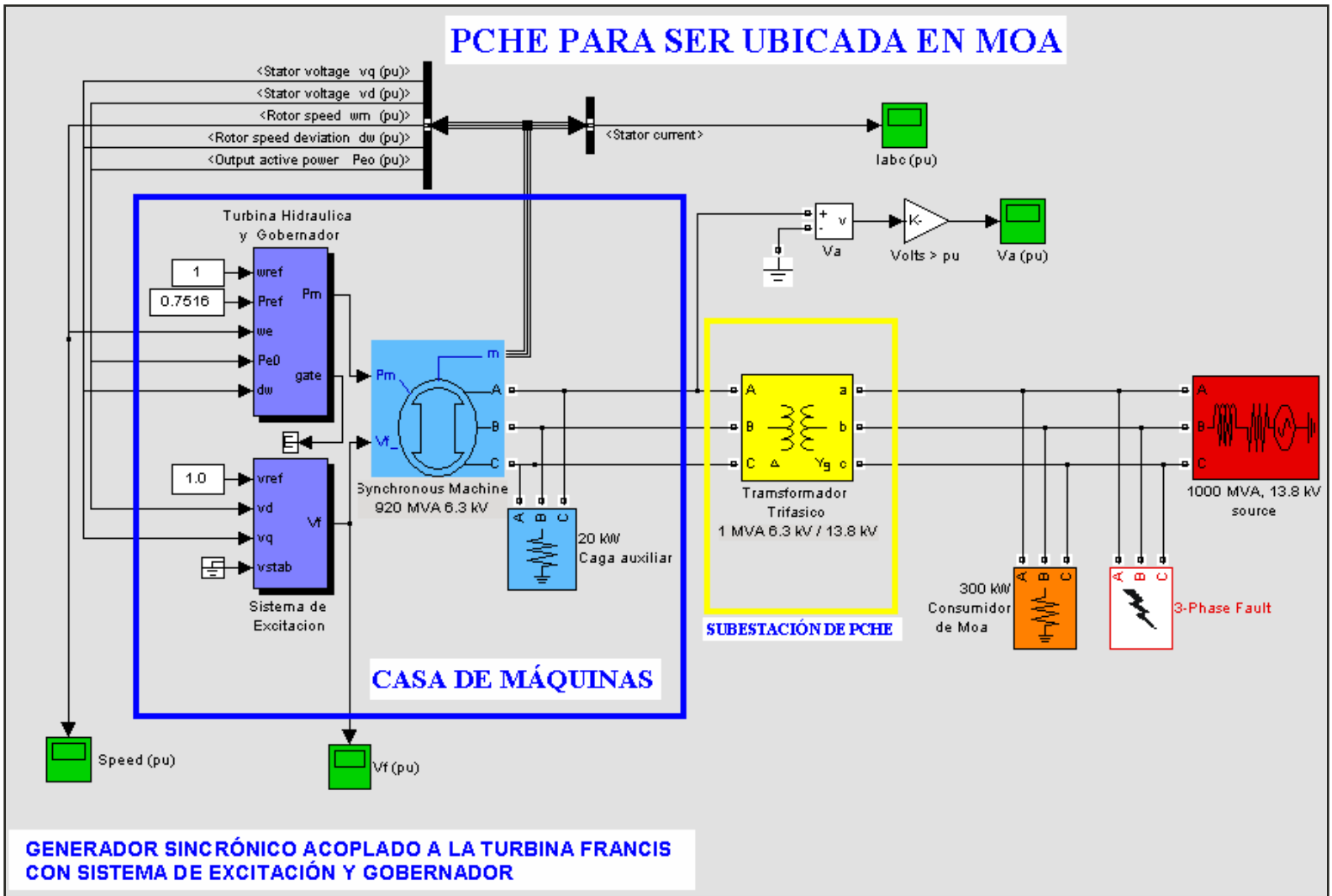


Figura 17. Simulación de la unidad de generación de la central conectada al SEN.

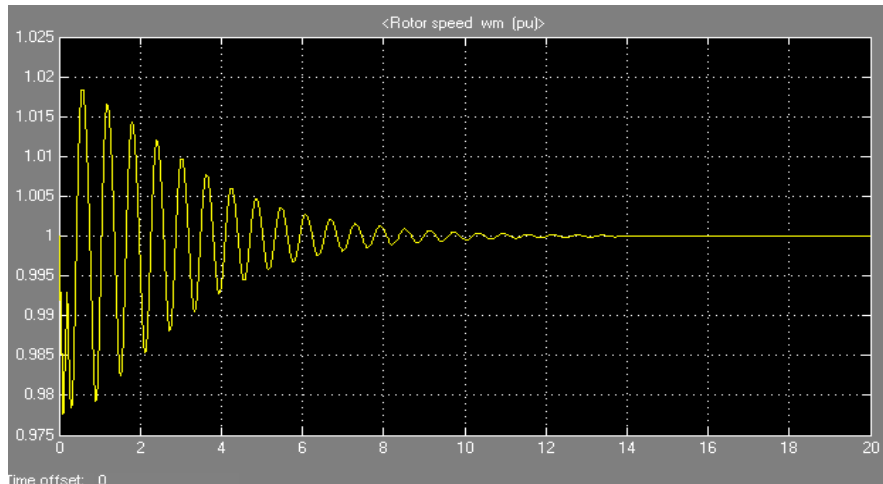


Figura 18. Características de la velocidad del Rotor

Se observa en el gráfico de la figura 18 que la velocidad del rotor llega a ser constante (1 p.u.) y después de un tiempo determinado (llega a su estado estable). La velocidad del rotor es controlado por el sistema de regulación de velocidad que forma parte de la turbina. La potencia activa del generador se controla mediante el motor primario (turbina).

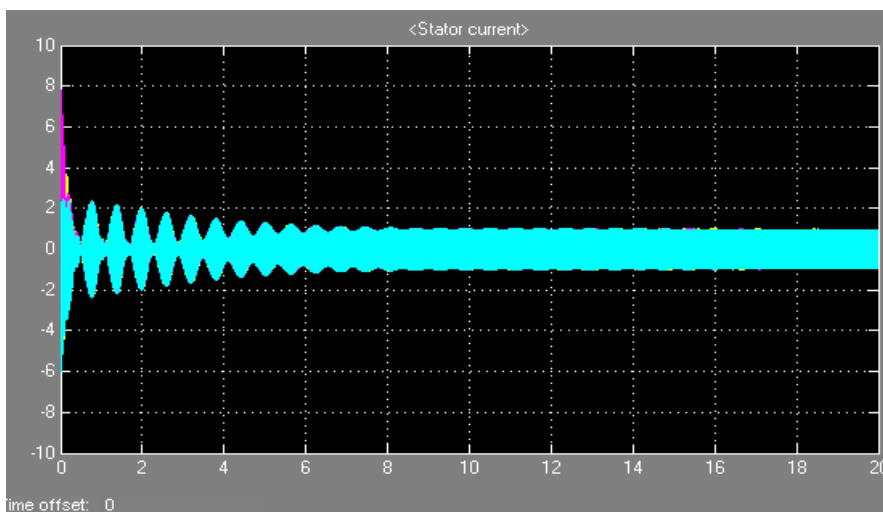


Figura 19. Características de la corriente de salida del generador

La frecuencia de la corriente de salida del generador también tiende a ser constante (60 Hz) en un intervalo determinado de tiempo, después de que se arranque la turbina. La regulación de la frecuencia depende de la velocidad del rotor, y en el caso de estudio el sistema de regulación de velocidad es por caudal empleando un gobernador electrónico.

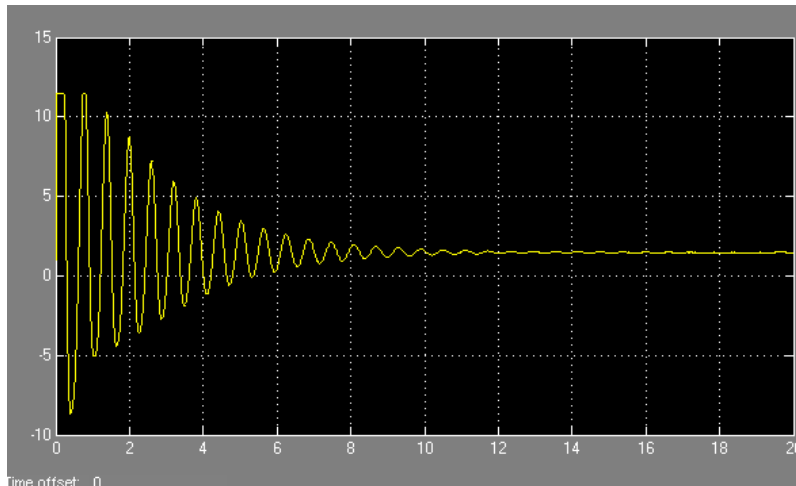


Figura 20. Características del voltaje de excitación (V_f)

Al arrancar las máquinas se muestra en la figura 20 que el voltaje de excitación sube y mantiene su valor máximo positivo para un intervalo de tiempo, después de que comienza a oscilar hasta que llega a ser constante. En la realidad, para que la máquina llegue a su estado estable, al arrancarla, se abre y se cierra la válvula de la turbina poco a poco repetidamente, mientras que se excita el campo del generador continuamente mediante el sistema de excitación. Al lograr esta estabilidad puede ser conectado al SEN. La potencia reactiva se regula mediante el sistema de excitación.

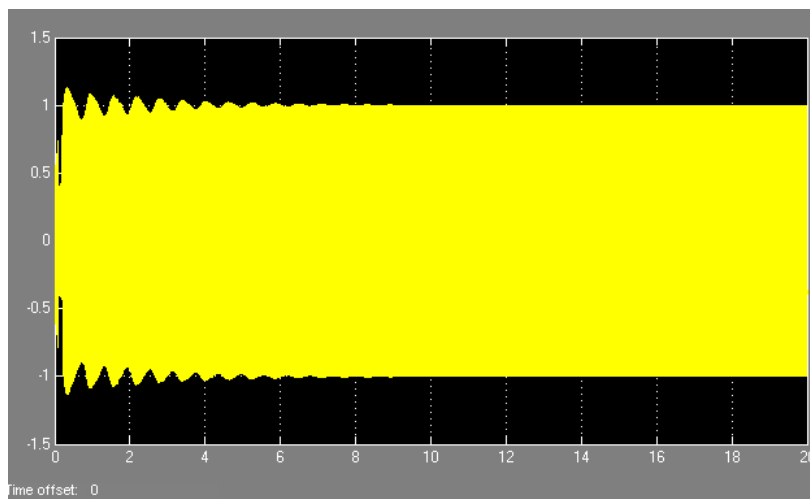


Figura 21. Características de la tensión de salida del generador.

De los gráficos en la figura 20 y la figura 21 se puede confirmar que el sistema de excitación regula la tensión en los bornes del generador.

La respuesta típica del gobernador y el sistema de excitación cuando ocurre un aumento de paso de carga, se muestra en el siguiente gráfico por derivación de velocidad angular Δ [p.u].

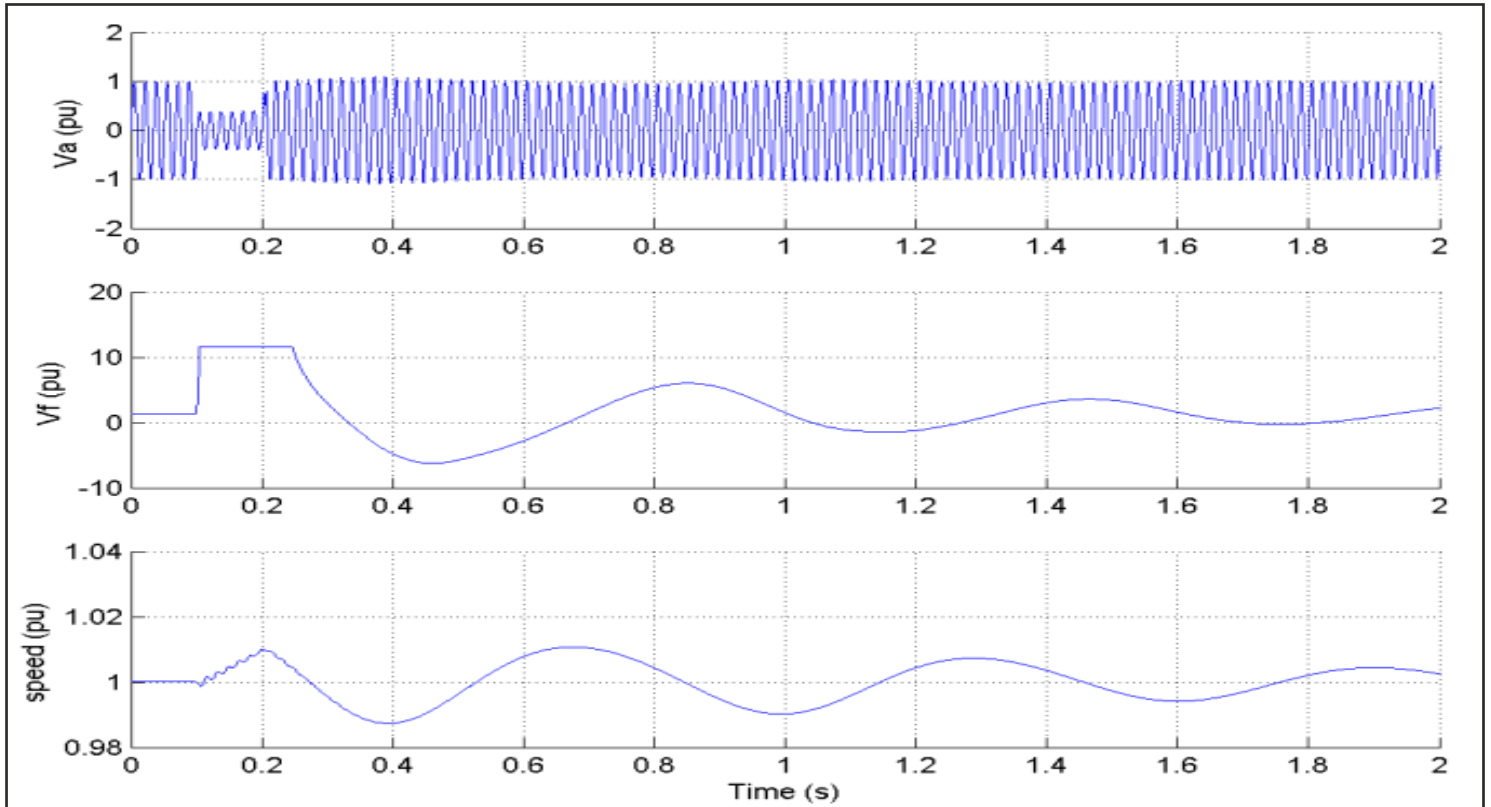


Figura 22. Respuesta típica del gobernador y el sistema de excitación

La máquina se encuentra funcionando en estado estable, cuando de momento ocurre un cambio brusco en la carga.

¿Cómo responde la máquina a este cambio?

La tensión de salida, desciende de 1 p.u. hasta aproximadamente 0,4 p.u.; como se observa en el primer caso de la figura 22.

Para poder reestablecer la tensión de salida (V_a) ocurren dos reacciones:

1ro. El voltaje de excitación adquiere su valor máximo por un intervalo de tiempo determinado y después empieza a oscilar hasta que vuelve a ser constante, tal como se representa en el segundo caso de la figura 22.

2do. El servomotor del gobernador abre la válvula, aumentando el caudal que entra a la turbina, cerrándola luego, y repitiendo la operación por un

tiempo determinado, hasta que la máquina vuelve a su estado estable (la frecuencia de la corriente del generador llega a ser 60 Hz). (Tercer gráfico, figura 22).

La tensión del generador se reestablece en un intervalo de tiempo más corto que el que necesita la velocidad para volver a ser constante.

3.16. VALORACIÓN ECONÓMICA.

No fue posible consultar los precios de los componentes seleccionados en el trabajo, puesto que los productores solo envían la información a las entidades dispuestas a la compra; de ahí que para hacer una valoración económica de este proyecto, se tomó como punto de referencia la inversión efectuada por la PCHE ya existente. Como la presa Nuevo Mundo existía previo a la instalación de dicha central, no se invirtió en la construcción de la presa ni de las vías de acceso; de ahí que no se incluyen estas obras en el análisis que se realiza, a pesar que para la central que nos ocupa, no se realizará una presa propiamente dicha, solo un pequeño dique, lo que no representa la misma inversión.

Considerando la generación de ambas centrales, 1,5 MW la nueva central y 2 MW la PCHE existente, se puede afirmar que la primera representa un 75% de la capacidad de la segunda. De ahí que estimamos que el costo total de la inversión que se debe efectuar (excluyendo como se había planteado, el dique y las vías de acceso) representa un 75% de la realizada en la central existente.

La inversión total de la PCHE existente está estimada en \$4 millones CUC. El 75% de éstos, equivale a tres millones CUC, de ahí se concluye que:

La inversión total de la PCHE en estudio está estimada en 3 millones CUC.

Para realizar una apreciación del beneficio económico que reportará la puesta en marcha de esta nueva central, debe compararse su gasto de generación con el de otra fuente, para analizar el ahorro que, por concepto de no consumo de combustible, proporcionará esta central a la economía cubana. En este caso, se han considerado los Grupos Electrónicos Aislados, por ser una fuente de generación instalada en el propio municipio.

Según información brindada por la Empresa Eléctrica de Moa para esta investigación, en el mes de mayo, éstos tuvieron un gasto de generación de \$224 CUC/MWh (ver Anexo 5).

Generación anual en Megavatio-hora (Ga).

Se considera que los Grupos Electrónicos trabajan a régimen continuo (24 horas), todo el año (365 días).

$$G_a = \text{Potencia generada por el generador} * 23 \text{ hrs} * 365 \text{ días}$$

Máxima generación anual.

Para lograr una máxima generación anual se precisa que las dos unidades de generación funcionen a su potencia nominal durante todo el año.

$$\text{Máxima generación anual} = 13140 \text{ MWh}$$

Mínima generación anual.

Según criterio del Director de Recursos Hídricos de Moa, para los siguientes seis meses: enero, mayo, junio, octubre, noviembre y diciembre, la lluvia en Moa es considerable, entonces para la mínima generación anual se asume que las dos unidades de generación funcionan a su potencia nominal en tiempo de lluvia, es decir, la mitad del año, mientras una sola unidad funciona en tiempo de sequía, el tiempo restante.

$$2 \text{ unidades de generación (50 \% del año)} = 6570 \text{ MWh}$$

$$1 \text{ Unidad de generación (otro 50 \% del año)} = 3285 \text{ MWh}$$

$$\text{Mínima generación anual} = 9855 \text{ MWh}$$

Para valorar la recuperación de la inversión de capital en la central objeto de estudio, se considera la mínima generación como generación anual.

La generación de **9855 MWh** con Grupos Electrónicos es equivalente a:

$$\text{CUC } \$ 2,2 \text{ millones}$$

Entonces: con mínima generación anual se puede recuperar el costo total de la inversión en menos de 2 años, sustituyendo Grupos Electrónicos Aislados, por la PCHE objeto de estudio, siempre que tengan la misma generación anual.

Hay que destacar además que, las centrales hidroeléctricas requieren menos mantenimiento que los Grupos Electrónicos y la cantidad de personal empleado es prácticamente igual en ambos casos.

3.17. IMPACTO SOCIAL.

Con la creación de una pequeña central hidroeléctrica en el río Nuevo Mundo, la cultura tecnológica de la región aumenta, al impulsar una preparación para el personal de operación, de forma que labore eficientemente en la planta. De igual manera, será una nueva fuente de empleo que brindará trabajo al personal previamente capacitado para tal labor.

Por otro lado, la instalación de centrales hidroeléctricas, de manera general, produce un impacto social, en tanto causa un desplazamiento poblacional que provoca incertidumbre y descontento en la comunidad. En el caso concreto de la PCHE objeto de estudio, se puede afirmar que este efecto no será observable, puesto que no viven personas en el lugar establecido para su emplazamiento.

El ahorro de combustible que reportará esta pequeña central hidroeléctrica una vez que sea puesta en marcha, permitirá invertir ese dinero en otros productos necesarios, lo que de una forma u otra se traduce en beneficio para la localidad.

Tomando como referencia datos actuales (año 2009) aportados por la Empresa Eléctrica de Moa, se puede afirmar que con una producción de 1,6 MWh se benefician más de 1333 casas y 5332 personas, considerando 4 personas por casa y 1200 W de demanda en el horario de pico²⁰.

3.18. IMPACTOS MEDIO AMBIENTALES.

Acerca del efecto que producen las hidroeléctricas al medio ambiente, han existido criterios divergentes a nivel mundial. Debido a su reducido impacto ambiental se ha planteado reiteradas veces que éstas son una forma limpia de generar energía que no daña en forma alguna al medio ambiente. Otras voces

²⁰ Según la Empresa Eléctrica de Moa.

se han levantado para afirmar que este es un planteamiento erróneo y carente de veracidad, puesto que las energías renovables y dentro de ellas, la hidroenergía, sí generan un impacto ambiental digno de considerar.

Lo cierto es que toda forma de generación de energía requiere de una transformación del medio natural, lo que en sí mismo representa un impacto ambiental que no se puede desestimar. Fidel Castro Díaz-Ballart, en su libro ***Ciencia, innovación y futuro***, relaciona un conjunto de efectos perjudiciales que de forma general producen las energías renovables, citado a continuación.

En el aire, el agua y la tierra tienen los siguientes efectos:

- ✓ Pérdidas de tierra y cambio en su uso.
- ✓ Cambio en el ecosistema y efectos en la salud.
- ✓ Uso extensivo de la tierra.

Materia prima, industria y desechos tiene los siguientes efectos:

- ✓ Desplazamiento poblacional.
- ✓ Pérdidas en la biodiversidad (vida marina).

En el caso específico de la central objeto de estudio, la construcción de un dique situado entre dos montañas, con una altura de agua embalsada de 39 m, que se extiende aproximadamente a unos 5 km de longitud del río, cubrirá una área de tierra aún no determinada (debido a la limitación de tiempo de la investigación), pero evidentemente significativa, que provocará un cambio en su uso. Por la misma razón, la vegetación de la zona específica donde será construido el dique, se verá destruida y con ello se ocasionan cambios en el ecosistema del lugar, destruyendo el existente y creando uno nuevo (el acuático).

La construcción de la presa, provocará también modificaciones en el manto freático de la zona, cuyas consecuencias para la vegetación y los suelos del lugar deben ser analizados cuidadosamente.

El agua embalsada además, no tiene las condiciones de salinidad, gases disueltos, temperatura, nutrientes, y demás propiedades del agua que fluye por el río. Los sedimentos se acumulan en el embalse, por lo que el resto del río

hasta la desembocadura acaba empobreciéndose de nutrientes. Para determinar qué dimensiones tendrá este efecto en el río Nuevo Mundo, es preciso realizar un estudio detallado, llevado a cabo por personal capacitado para tal labor.

Otra consecuencia, alude al impacto visual que provocan las hidroeléctricas, al modificar el paisaje natural con la edificación del dique, la casa de máquinas y las vías que son necesarias construir para acceder a la PCHE.

La casa de máquinas a su vez, produce un ruido, cuyo efecto en este caso particular, es preciso establecer.

A pesar de todo eso, las centrales hidroeléctricas presentan ventajas indiscutibles, que no se pueden dejar de mencionar:

No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.

No consume el agua durante la producción eléctrica, como otras fuentes de energía diferentes (como los de combustibles fósil), el agua se puede utilizar para otros propósitos; en este caso se utiliza para consumo de la población, puesto que el agua que pasará por esta central, llega a la derivadora del municipio que se emplea para abastecer la población del territorio.

Energía limpia: No emite gases de efecto "invernadero", no provoca lluvia ácida, ni produce emisiones tóxicas, por lo que no contamina ni el aire ni el agua.

Energía barata: Sus costes de explotación y mantenimiento son bajos, y su mejora tecnológica hace que se aproveche de manera eficiente los recursos hidráulicos disponibles.

Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.

A menudo, las centrales hidroeléctricas pueden combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo. En el caso particular de la PCHE objeto de estudio, el agua que pasará por esta central, llega a la derivadora del municipio que se emplea para abastecer la población del territorio.

La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez; requiere poca vigilancia y sus costes de mantenimiento, por lo general, son reducidos.

Trabaja a temperatura ambiente: No son necesarios sistemas de refrigeración o calderas, que consumen energía y, en muchos casos, contaminan.

Al pasar el agua por la turbina, se oxigena, lo que mejora la calidad del agua que sigue su curso, para uso de la población.

CONCLUSIONES

Luego del análisis metodológico-investigativo y considerando los resultados obtenidos en el proceso de estudio, se establecen las siguientes conclusiones:

- La pequeña central hidroeléctrica a instalar se clasifica como central a pie de presa, de media presión, de potencia aproximada 1,6 MW.
- Para garantizar el óptimo funcionamiento de la PCHE durante todo el año, es necesario utilizar un caudal de 2,6 m³/s y una altura disponible de 39 metros.
- Para lograr una máxima generación anual, deben instalarse dos unidades de generación (2 turbinas y 2 generadores), con idénticas características, respectivamente.
- Las tuberías de presión adoptadas son de acero nuevo de 1,3 metros de diámetro.
- Las pérdidas por conducción en la tubería de presión están estimadas en 3 metros de pérdida de carga, que representa un 7,7 % de la altura disponible.
- Como parámetro necesario para la selección de la turbina y el generador, además del caudal, se determinó una altura neta de 36 metros, y una velocidad específica de 339 [adimensional].
- Se selecciona una turbina de tipo Francis-Rápida de 862 kW, con velocidad de giro de 900 r.p.m. y disposición del eje horizontal.
- Se selecciona un generador sincrónico de 920 kVA, trifásico, de eje horizontal y polos salientes, de 8 polos, auto excitado «sin escobillas», que genera a 6,3 kV.
- Se elige un acoplamiento directo para la unión del sistema de generación.
- Se adopta una disposición horizontal para el eje del generador y la turbina.
- El sistema de regulación de velocidad se establece como automático, por medio del caudal de agua en la turbina. El gobernador es de tipo electrónico.
- Se propone un sistema de autoexcitación con tiristores rectificadores (autoexcitación sin escobillas).
- Se recomienda un regulador de tensión con un dispositivo de regulación por tiristores con limitadores adicionales.

- A partir de los resultados obtenidos en la simulación realizada, se comprueba que la unidad de generación seleccionada funcionará adecuadamente, una vez instalada en el contexto estudiado.
- A pesar de provocar modificaciones en el medio ambiente en el que será instalada, la pequeña central hidroeléctrica tendrá un impacto medioambiental reducido, con ventajas que lo distinguen de otras fuentes de generación.
- La puesta en marcha de la nueva PCHE, tendrá un costo inicial considerable; no obstante, proporcionará beneficios económicos notables, al no necesitar combustible fósil para su funcionamiento.
- El efecto que la instalación de la central tendrá en la población del territorio será positivo, en tanto mejora el servicio eléctrico del municipio, constituye una fuente de empleo y no provoca el desplazamiento de posibles habitantes del área donde será construida, al ser ésta una zona deshabitada.
- Desde la perspectiva económica y medioambiental, se evidencia que la instalación de una PCHE resulta más factible que la de otras formas de generación, como un grupo electrógeno o una termoeléctrica.
- Por todo lo anteriormente planteado, se concluye que los objetivos de la investigación han sido realizados.

RECOMENDACIONES

- Dar continuidad a la investigación, completando el diseño (eléctrico, mecánico y civil) de la PCHE objeto de estudio.
- Utilizar los elementos calculados y seleccionados en este trabajo para implementar una PCHE, en el río Nuevo Mundo.
- Utilizar las mismas líneas de la PCHE existente para transportar la energía generada por la nueva central.
- Cambiar las líneas de distribución de la PCHE existente, por líneas de transmisión, para ser utilizada por la PCHE objeto de estudio (de 13.8 kV a 33 kV).
- Emplear tuberías de presión de tipo polietileno de alta densidad, en vez de tuberías de acero, para minimizar pérdidas de carga (altura) y mantenimiento.
- Emplazar bocatomas de forma recta en vez de tipo U para minimizar pérdidas por conducción.
- Incentivar la instalación de centrales hidroeléctricas en el país, utilizando para ello el potencial hídrico existente en ríos, fundamentalmente de zonas montañosas; y el acumulado en las 230 presas que actualmente existen en Cuba.
- Realizar estudios posteriores que valoren detalladamente el impacto medioambiental que produce la PCHE objeto de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABBA, Static Excitation System, Voltage Regulators and Synchronizing Equipment 2008.
2. BOLDEA, Ion. *Synchronous generators*. 2006.
3. CALDERO, I. “*Protección de generadores eléctricos mediante relé microprocesadores multifunciones*”. Tesis de Maestría, Quito 2008.
4. CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. Forth Edition. 2004.
5. COZ, Federico; Teodoro SÁNCHEZ, Bruno VIAÑA, Jorge SEGURA, Luís RODRÍGUEZ. *Manual de Mini y Micro Centrales Hidroeléctricas*. 1995.
6. EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION. *Manual de Pequeña Hidráulica*. 1998. Editor: Dr. Celso Penche. Universidad .Politécnica de Madrid).
7. FERNÁNDEZ GUTIÉRREZ, Néstor. *Minicentral Hidroeléctrica*. 2006.
8. FITZGERALD, A.E; Charles KINGSLEY, Jr., Stephan D. UMANS. *Máquinas Eléctricas*, Sexta Edición. 2004.
9. GILKES. *Seminario Hidroeléctrico de Micro, Mini, y Pequeña Centrales Hidroeléctricas*. 2004.
10. GRIGSBY, Leonard L. (“Leo”). *Power System Stability and Control*.
11. HILL, McGraw. *EPRI Power System Engineering Series*, 1994.
12. KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*.
13. LIMUSA Turbinas Hidráulicas- S.A. Mexico, 1983.
14. MATAIX, Claudio. *Mecánica de flujos y Turbomáquinas Hidráulicas*, Segunda Edición 1995.
15. OLADE- BID ECUADOR, “*Manual de diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*”, Volumen IV Equipos, Quito, 1985.
16. ORTIZ, Ramiro. *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*, Editorial Nomas S.A.; Colombia, 2001.
17. TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC. *Specifications for Francis Type Hydraulic Turbines, Inlet Valves, Governing Equipment and Auxiliaries*. 2006.

18. TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC. Catálogo de turbinas Francis. 2008.
19. WARNE, D.F. Newness Electrical Power Engineers Handbook.
20. ZUBICARAY, Viejo y Alonso. *Energía Hidroeléctrica*, Editorial LIMUSA, 1994.
21. http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2005/11/15/146989.php
22. http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/turbinas_hidraulicas.htm
23. Mathlab 7.1
24. Multisim 10

ANEXOS

Anexo 1.

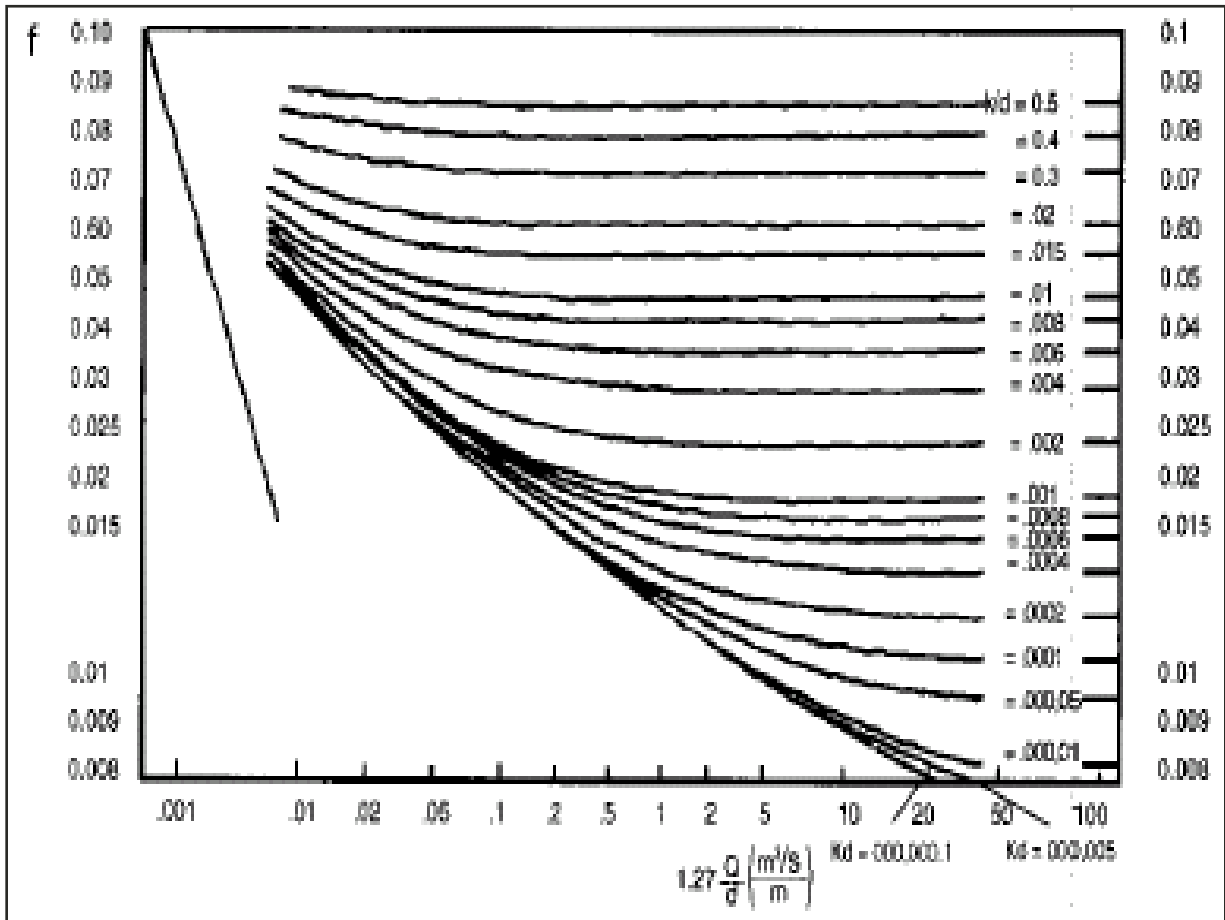


Figura 23. Diagrama de Moody.

Anexo 2.

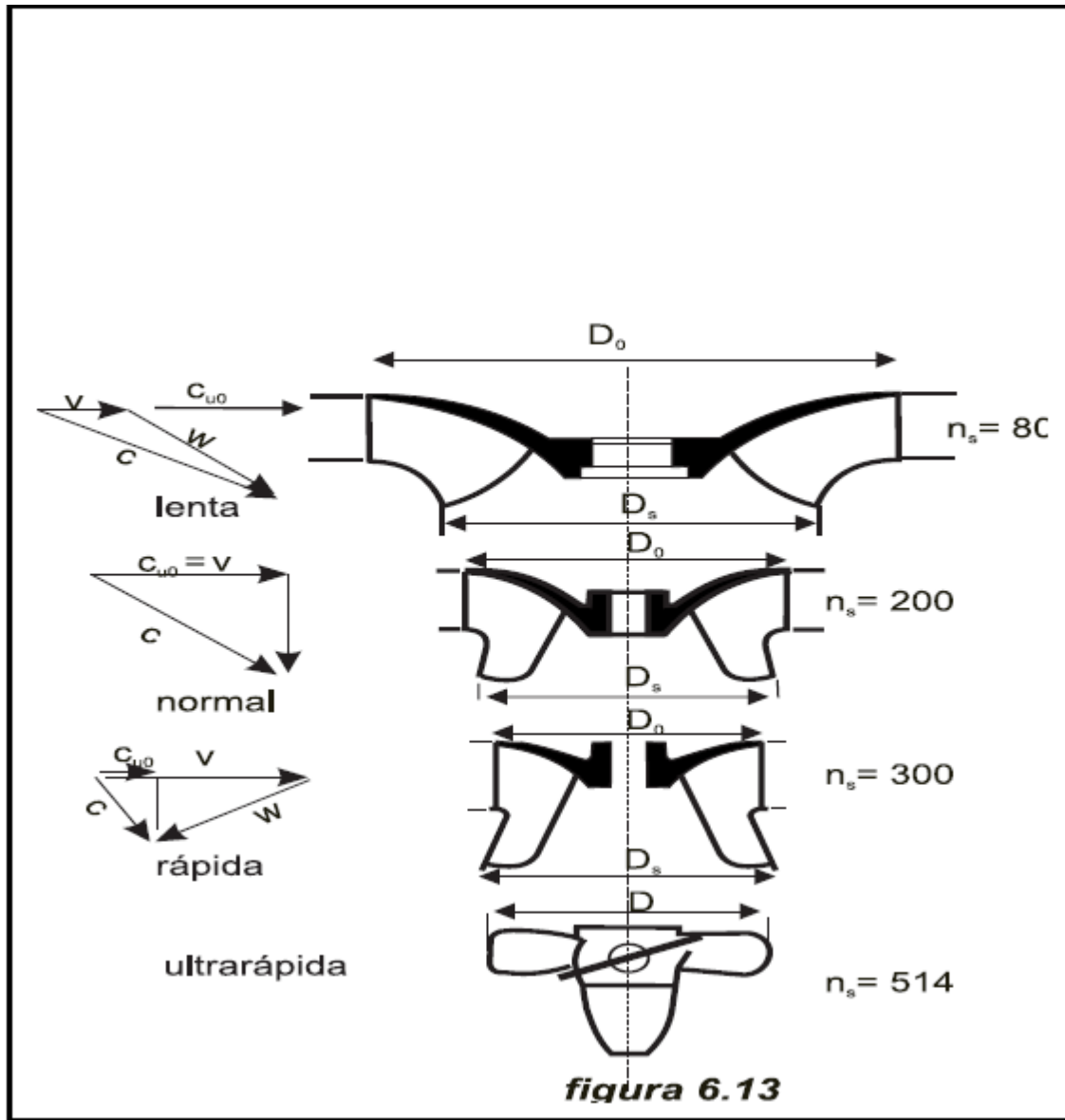


Figura 24. Diseños de rodets de turbinas de reacción con respecto a su velocidad específica.

Anexo 3.

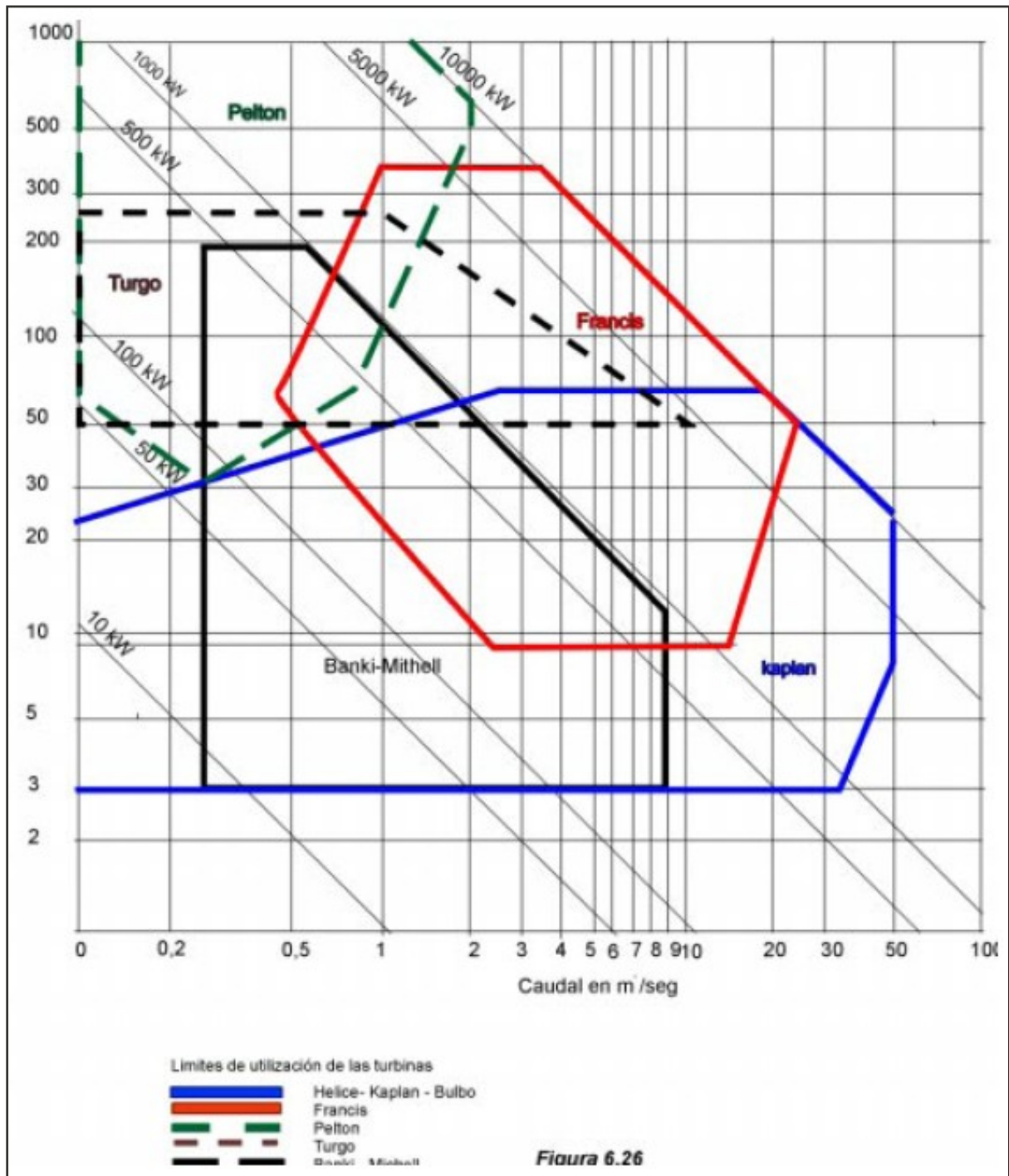


Figura 6.26

Figura 25. Gráfico para la selección del tipo de turbina.

Anexo 4.

TURBINA	INVENTOR Y AÑO DE PATENTE	Ns [RPM, HP, M] RPM	Q [m/s ²]	H [M]	P [kW]	H [%]
PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Chorro: 30 2 Chorro: 30-50 4 Chorro: 30-50 6 Chorro: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña)-1920	60-260	0,25-10	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
BOMBA ROTO DINÁMICA	Dionisio Papin (Francia)-1689	30-170	0.05-.25	10-250	5-500	80
FRANCIS	James Francia (G. Bretaña)-1848	Lentas: 60-150 Normales: 150-250 Rápidas: 250-400	1-500	2-750	2-750000	95
DERIAZ	P.Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100000	92
KAPLAN Y DE HÉLICE	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
AXIALES: TUBULAR BULBO GENERADOR PERIFÉRICO	Kuhne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100000	93

Tabla8. Características principales de las turbinas hidráulicas.

Anexo 5.

Fuentes de Generación	Índice de consumo (g/Kwh)	Costo CUC de un MWh	
		Generado	Consumido
Grupos Electrógenos de Emergencia de la Economía	213.0	209.9	279.2
Grupos Electrógenos Aislados	227.3	224.0	298.0
Grupos Electrógenos en Baterías	219.7	216.5	288.0
Termoeléctrica	285.0	131.4	174.8

Tabla 9. Gastos y costos de diferentes fuentes de generación²¹.

Anexo 6:

Material	Estado		
	Bueno	Normal	Malo
Tuberías lisas PVC		0.003	
Poliétileno		0.003	
Resina de Poliester con fibra de vidrio		0.003	
Concreto	0.6	0.15	0.6
Acero Comercial			
– no pintadas	0.015	0.03	0.06
– pintadas	0.03	0.06	0.15
– galvanizadas	0.06	0.15	0.3
Hierro fundido			
– nuevas	0.015	0.3	0.6
– viejas:			
corrosión leve	0.6	1.5	3.0
corrosión moderada	1.5	3.0	6.0
corrosión severa	6	15	30

Tabla 10. Valores de rugosidad de diferentes tipos de tubería de presión.

²¹ Según la Empresa Eléctrica de Moa

Anexo 7:

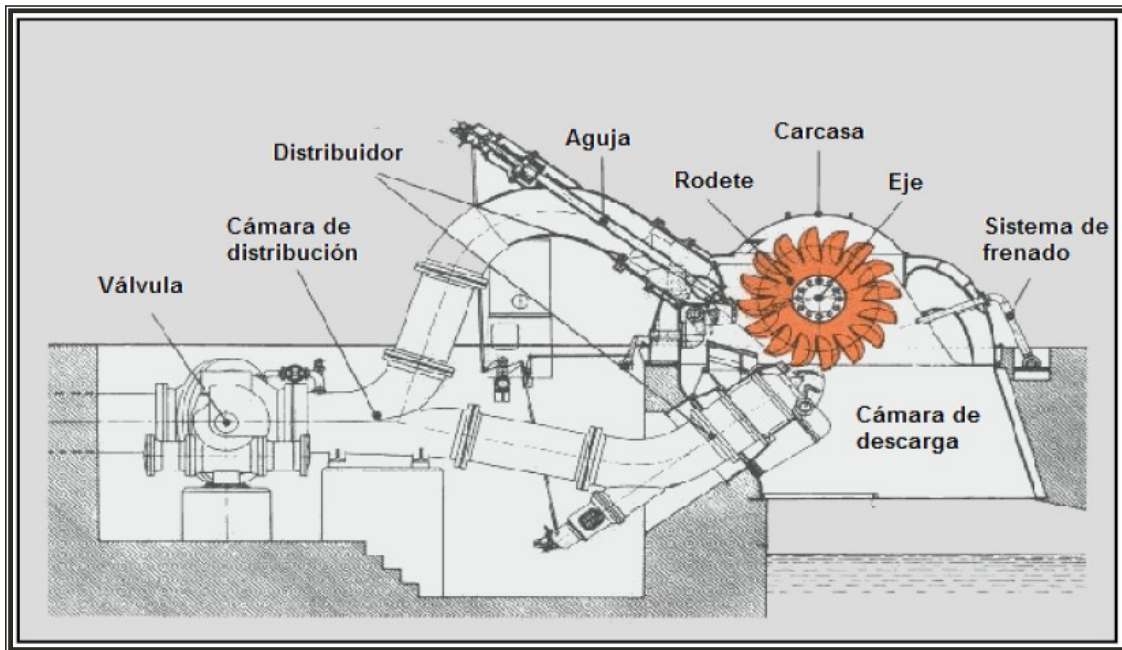


Figura 26. Componentes de una turbina Pelton de eje horizontal.

Anexo 8:

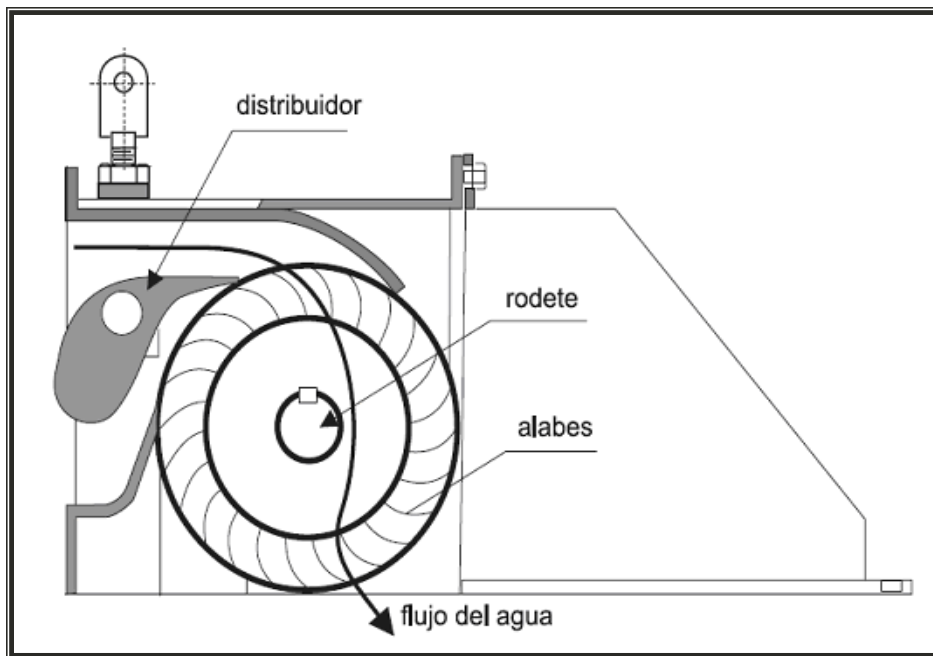


Figura 27. Turbina de flujo cruzado.

Anexo 9:



Foto 3. Turbinas Kaplan y de hélice.

Anexo 10:

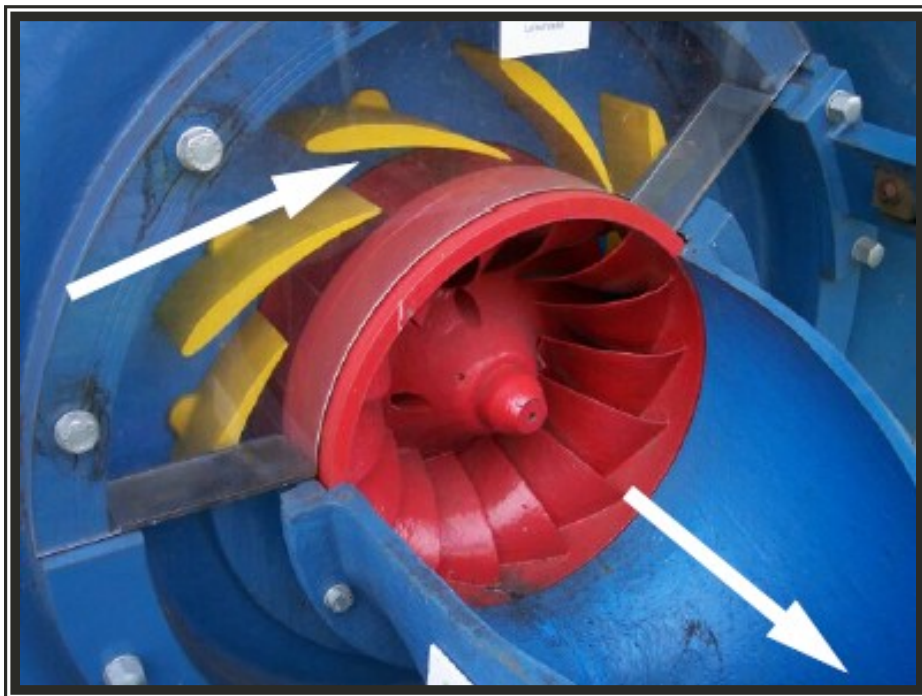


Foto 4. Dirección del flujo a través del rodete de una turbina Francis (radial-axial).

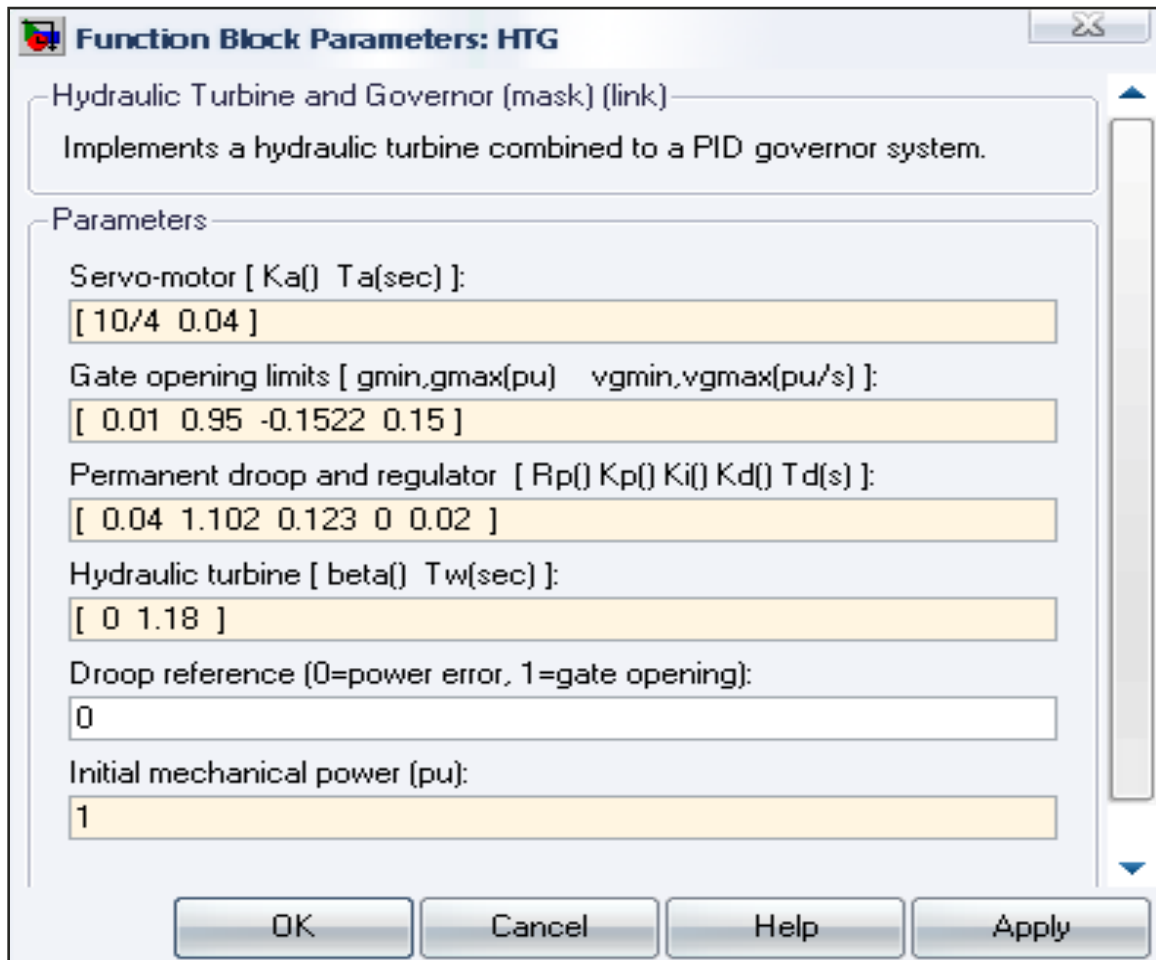
Anexo 11



Foto 5. Tubería de Presión

Anexo 12.

Turbina y Gobernador



Function Block Parameters: HTG

Hydraulic Turbine and Governor (mask) (link)
Implements a hydraulic turbine combined to a PID governor system.

Parameters

Servo-motor [$K_a()$ $T_a(\text{sec})$]:
[10/4 0.04]

Gate opening limits [g_{\min} , $g_{\max}(\text{pu})$ vg_{\min} , $vg_{\max}(\text{pu/s})$]:
[0.01 0.95 -0.1522 0.15]

Permanent droop and regulator [$R_p()$ $K_p()$ $K_i()$ $K_d()$ $T_d(\text{s})$]:
[0.04 1.102 0.123 0 0.02]

Hydraulic turbine [$\beta_a()$ $T_w(\text{sec})$]:
[0 1.18]

Droop reference (0=power error, 1=gate opening):
0

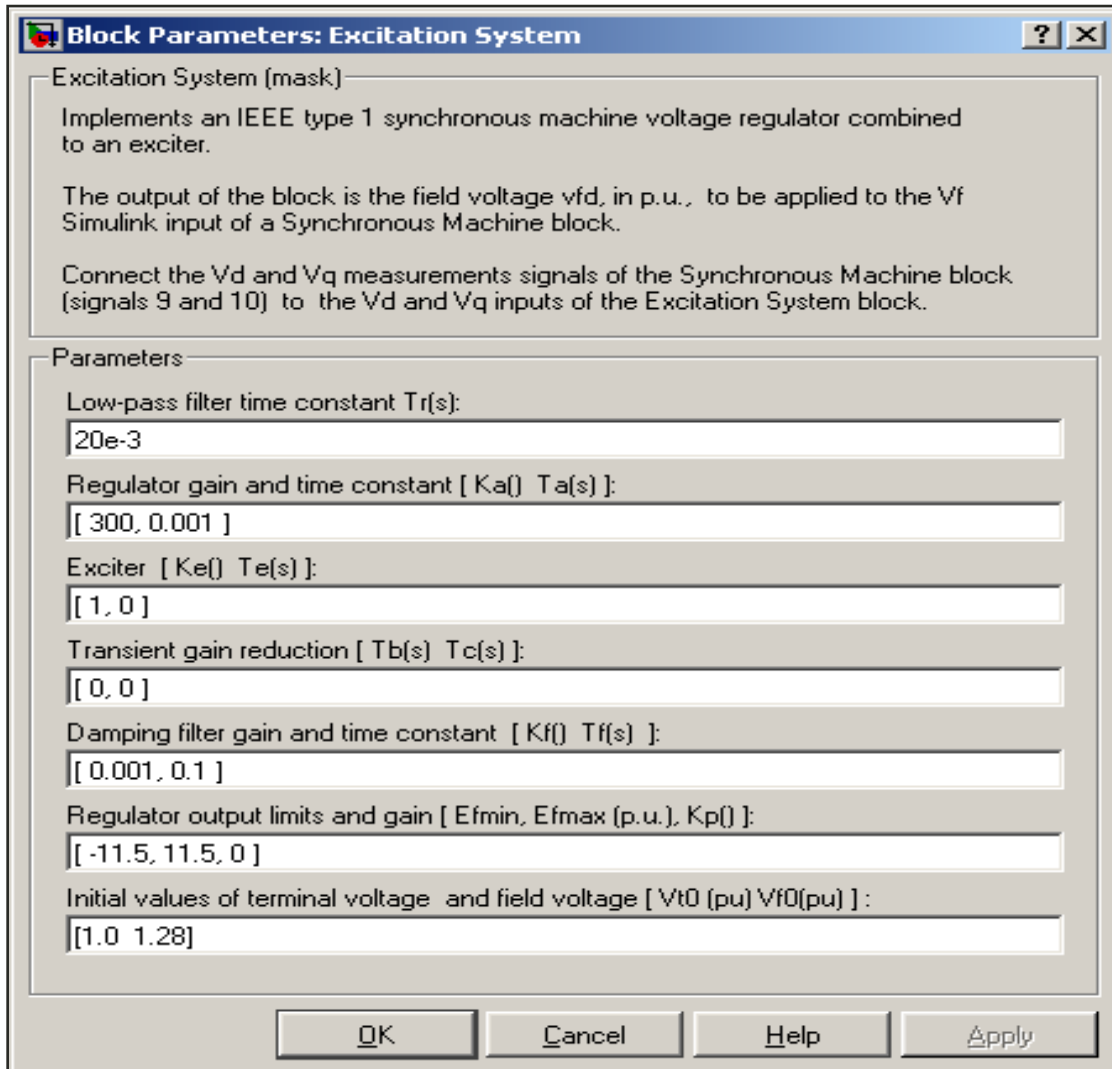
Initial mechanical power (pu):
1

OK Cancel Help Apply

Bloque 1. Bloque de la turbina y el gobernador.

Anexo 13.

EXCITACIÓN.



Block Parameters: Excitation System [?] [X]

Excitation System (mask)

Implements an IEEE type 1 synchronous machine voltage regulator combined to an exciter.

The output of the block is the field voltage vfd , in p.u., to be applied to the Vf Simulink input of a Synchronous Machine block.

Connect the Vd and Vq measurements signals of the Synchronous Machine block (signals 9 and 10) to the Vd and Vq inputs of the Excitation System block.

Parameters

Low-pass filter time constant $Tf(s)$:
[20e-3]

Regulator gain and time constant [$Ka()$ $Ta(s)$]:
[300, 0.001]

Exciter [$Ke()$ $Te(s)$]:
[1, 0]

Transient gain reduction [$Tb(s)$ $Tc(s)$]:
[0, 0]

Damping filter gain and time constant [$Kf()$ $Tf(s)$]:
[0.001, 0.1]

Regulator output limits and gain [$Efmin$, $Efmax$ (p.u.), $Kp()$]:
[-11.5, 11.5, 0]

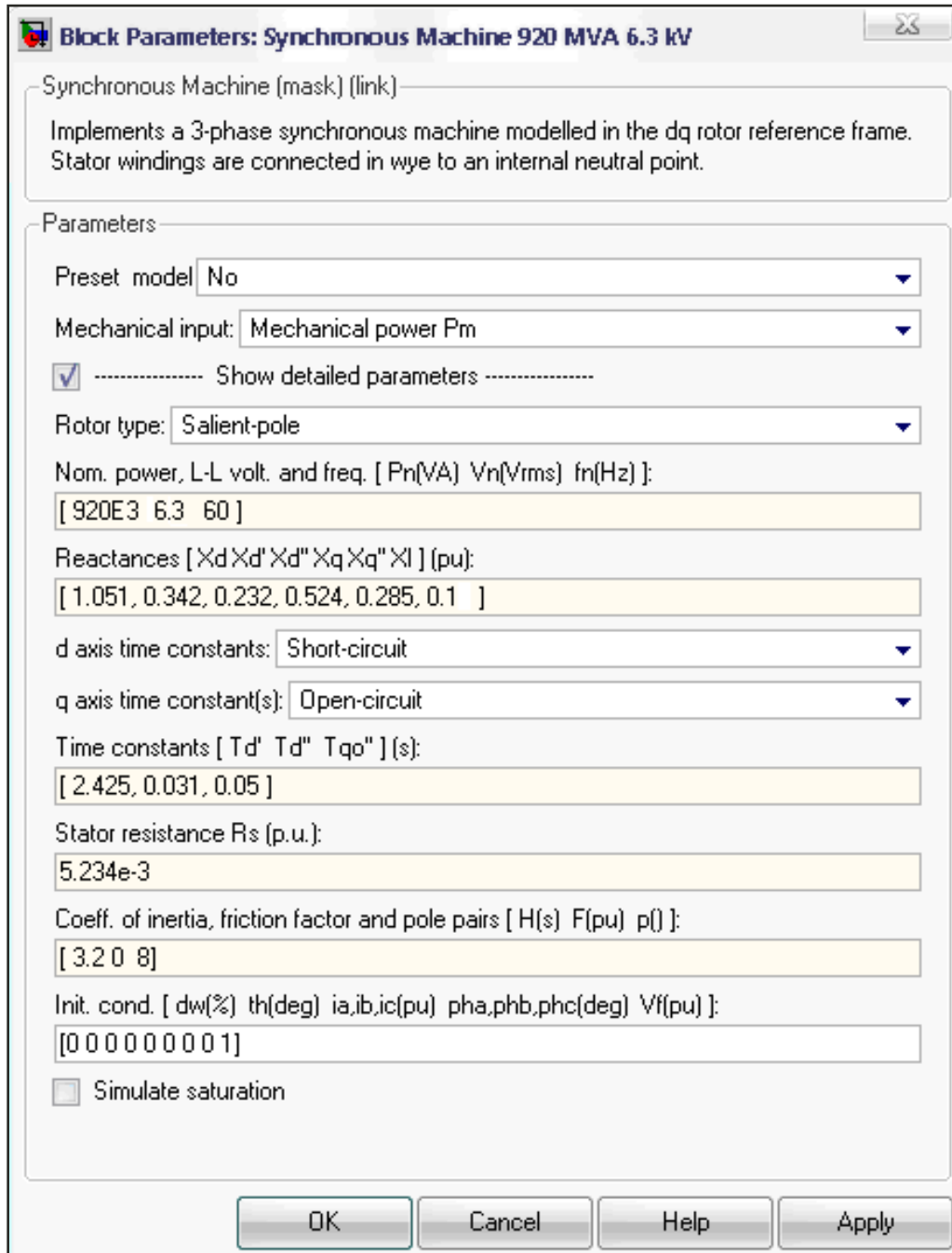
Initial values of terminal voltage and field voltage [$Vt0$ (pu) $Vf0$ (pu)]:
[1.0 1.28]

[OK] [Cancel] [Help] [Apply]

Bloque 2. Bloque de excitación.

Anexo 14.

Generador sincrónico.



Block Parameters: Synchronous Machine 920 MVA 6.3 kV

Synchronous Machine (mask) (link)

Implements a 3-phase synchronous machine modelled in the dq rotor reference frame. Stator windings are connected in wye to an internal neutral point.

Parameters

Preset model: No

Mechanical input: Mechanical power Pm

Show detailed parameters

Rotor type: Salient-pole

Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:
[920E3 6.3 60]

Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl] (pu):
[1.051, 0.342, 0.232, 0.524, 0.285, 0.1]

d axis time constants: Short-circuit

q axis time constant(s): Open-circuit

Time constants [Td' Td'' Tqo''] (s):
[2.425, 0.031, 0.05]

Stator resistance Rs (p.u.):
5.234e-3

Coeff. of inertia, friction factor and pole pairs [H(s) F(pu) p()]:
[3.2 0 8]

Init. cond. [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:
[0 0 0 0 0 0 0 0 1]

Simulate saturation

OK Cancel Help Apply

Bloque 3. Bloque del Generador sincrónico

Anexo 15.

Parámetro		Unidades Hidráulicas
Reactancia Sincrónica	X_d	1,051
	X_q	0,524
Reactancia transitoria	X'_d	0,342
	X'_q	-----
Reactancia subtransitoria	X''_d	0,232
	X''_q	0,285
Constante de tiempo transitorio	T'_{d0}	2,425
	T'_{q0}	----
Constante de tiempo subtransitorio	T''_{d0}	0,031
	T''_{q0}	0,05
Reactancia de fuga estator	X_l	0,16
Reactancia del estator	R_s	0,005234

Tabla 11. Valores de las reactancias del generador.