



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EQUIPAMIENTO PARA PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentada por:

Xavier Santiago García Quinde

John William Guaranda Constante

GUAYAQUIL – ECUADOR

2008

AGRADECIMIENTO

Al SEÑOR nuestro DIOS. Un especial agradecimiento al Ing. Juan Saavedra por su colaboración y por la invaluable ayuda en el presente trabajo.

X.G.

AGRADECIMIENTO

A DIOS mi SEÑOR por las fuerzas que me dio para seguir adelante, la fe en días mejores, las bendiciones recibidas y su plan trazado. Al Ing. Gustavo Bermúdez más que un maestro, una gran persona y un agradecimiento especial al Ing. Juan Saavedra quien sin su ayuda no hubiese sido posible el desarrollo y culminación de éste trabajo.

J.G.

DEDICATORIA

A DIOS, a mi madre Haydee y a mis hermanos Willy y Daniel.

A mi tía Flor, a la Sra. Margarita.

A mis buenos amigos, y a todas esas personas que de forma directa e indirecta ayudaron a la culminación de este trabajo.

X.G.

DEDICATORIA

A Dios, a mi madre Martha Constante pilar en mi lucha para alcanzar ésta meta. A la memoria de mi padre que en paz descansa. De igual manera a mis dos abuelas adoradas Colombia y Cristina por el cariño que me brindaron en su paso por éste mundo. Así mismo a mi tío Bolívar por sus consejos que me impulsaron a seguir adelante, a mi amado Colegio San José De La Salle, a aquellas personas que me apoyaron económicamente como lo hicieron en su momento mi tía Cecilia, mi tío Guillermo, mi madrina Consuelo y a todos quienes que de una u otra manera me ayudaron para lograr el título de Ingeniero en Electricidad especialización Potencia.

J.G.

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Gustavo Bermúdez
DECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE

Ing. Juan Saavedra
DIRECTOR DEL TÓPICO

Ing. Jorge Flores
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

Ing. Jorge Aragundi
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Xavier García Quinde

John Guaranda Constante

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es el de analizar los componentes y equipos que integran una central hidroeléctrica, así como el impacto ambiental que esta causa. En el capítulo 1 se presenta una introducción de las centrales hidroeléctricas y el papel que estas desempeñan en el sistema eléctrico.

En el capítulo 2 se aborda una descripción mas detallada de estas centrales así como las ventajas y desventajas que éstas presentan la utilización de ellas.

El capítulo 3 presenta un análisis de los principales equipos hidromecánico que tienen estas centrales hidroeléctricas.

En el capítulo 4 se realiza un análisis similar a los principales equipos eléctricos que presentan estas centrales.

Se presenta en el capítulo 5 la importancia que tiene el regulador de velocidad, así como su funcionamiento en la central hidroeléctrica.

El capítulo 6 corresponde al sistema de automatización, beneficios, principales sistemas empleados, estructura del sistema, control de procesos.

El capítulo 7 presenta los aspectos generales de los sistemas auxiliares empleados en estas centrales.

En el capítulo 8 se reseña un análisis del impacto ambiental provocado por estas centrales hidroeléctricas en su entorno.

En el capítulo 9 se realiza un análisis de las probabilidades de tener unidades fuera de servicio en una central hidroeléctrica.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VIII
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	.XIII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
ABREVIATURAS.....	XV
INTRODUCCION.....	1

CAPITULO 1

Función de las centrales hidroeléctricas.....	2
---	---

CAPITULO 2

Descripción de las centrales hidroeléctricas.....	4
2.1 Tipo de centrales.....	4
2.2 Ventajas y desventajas de tener centrales hidroeléctricas.....	7
2.3 Partes de una central hidroeléctrica.....	9
2.4 Criterio de selección de equipos.....	14

CAPITULO 3

Equipamiento hidromecánico.....	17
3.1 Válvula mariposa	17
3.2 Turbinas hidráulicas	18
3.2.1 Turbinas Pelton.....	21
3.2.1.1 Componentes de una turbina Pelton.....	22
3.2.1.2 Principio de funcionamiento de la turbina Pelton.....	26
3.2.2 Turbinas Francis.....	27
3.2.2.1 Componentes de una turbina Francis.....	28

3.2.2.2 Principio de funcionamiento de la turbina Francis.....	35
3.2.3 Turbinas kaplan.....	37
3.2.3.1 Componentes de una turbina Kaplan.....	38
3.2.4 Fenómenos anómalos en las turbinas hidráulicas.....	40
3.2.4.1 Cavitación.....	41
3.2.4.2 Golpe de ariete.....	43
3.2.4.3 Fisuras.....	46

CAPITULO 4	
Equipamiento eléctrico.....	51
4.1 Generador y equipos relacionados	51
4.1.1 Generalidades	51
4.1.2 Ubicación	52
4.1.3 Selección	53
4.1.4 Protección.....	53
4.2 Líneas de transmisión.....	55
4.2.1 Generalidades.....	55
4.2.2 Distribución eléctrica por líneas aéreas.....	55
4.3 Subestaciones.....	60
4.3.1 Generalidades	60
4.3.2 Ubicación	62
4.4 Transformadores.....	63

CAPITULO 5	
Regulador de velocidad.....	66
5.1 Importancia del regulador de velocidad.....	66
5.2 Regulador de velocidad.....	67
5.2.1 Por regulación del caudal de agua en la turbina.....	68
5.2.2 Regulación de la velocidad por medio de la carga.....	70
5.3 Sistema Oleodinámico.....	73
5.3.1 Generalidades	73
5.3.2 Producción y acumulación de aceite.....	74
5.3.3 Circuito de mando del distribuidor de la turbina.....	77

CAPITULO 6	
Sistemas de automatización.....	79
6.1 Aspectos generales de los sistemas de automatización.....	79
6.1.1 Ventajas y beneficios de los sistemas de automatización.....	79
6.1.2 Principales sistemas empleados.....	80
6.2 Descripción del sistema.....	84
6.2.1 Topología de red.....	84
6.2.1.1 Tipos de topologías.....	84
6.3 Arquitectura del sistema.....	90
6.3.1 Generalidades.....	90
6.3.2 Métodos de acceso.....	91
6.4 Control de procesos.....	97
6.4.1 Generalidades.....	97
6.4.2 Estación de trabajo.....	99
6.4.3 Niveles de control.....	101
6.4.4 Comunicación entre diferentes niveles del control de proceso.....	103
6.5 Control de supervisor.....	108
6.5.1 Generalidades.....	108
6.5.2 Control de variables.....	109
6.6 Red local.....	115
6.6.1 Aspectos generales.....	115
6.6.2 Beneficios.....	117

CAPITULO 7	
Sistemas auxiliares.....	119
7.1 Sistema de aire comprimido.....	119
7.2 Sistema de agua de enfriamiento.....	120
7.3 Sistema de ventilación.....	122
7.4 Sistema de aire acondicionado.....	123
7.5 Equipo de protección contra incendio de los transformadores.....	124
7.6 Sistema de detección de incendio casa de máquinas.....	125

CAPITULO 8	
Análisis del Impacto ambiental.....	127
8.1 Introducción.....	127
8.2 Principales impactos ambientales.....	127
8.2.1 Calidad del agua.....	128
8.2.2 Erosión y transporte de sedimentos.....	129
8.2.3 Hidrología y flujos medio ambientales del río.....	129
8.2.4 Especies endémicas y en peligro de extensión.....	129
8.2.5 Paso de especies.....	130
8.2.6 Plagas vegetales y animales en los embalses.....	130
8.2.7 Aspectos sanitarios.....	131
8.2.8 Actividades de construcción.....	131
8.2.9 Sistema de gestión medioambiental.....	131
8.3 Criterios sociales y económicos.....	132

CAPITULO 9	
Aplicación a centrales específicas.....	134
9.1 Análisis de probabilidad de capacidades fuera de servicio.....	134

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
--	------------

ANEXO	
Cálculos correspondientes a los parámetros de la unidad de generación y de la turbina.....	147

BIBLIOGRAFIA.....	164
--------------------------	------------

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Esquema integral de una central hidroeléctrica.....	2
Figura 2-1. Esquema de una central hidroeléctrica de pasada.....	5
Figura 2-2. Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.....	7
Figura 2-3. Esquema de principales partes de una central hidroeléctrica...	14
Figura 3-1. Válvula mariposa previa a su instalación.....	18
Figura 3-2. Esquema de una turbina Pelton.....	22
Figura 3-3. Componentes de una turbina Pelton.....	23
Figura 3-4. Esquema de una turbina Francis.....	30
Figura 3-5. Turbina Kaplan.....	38
Figura 3-6. Rotor de una turbina Kaplan.....	39
Figura 3-7. Fisuras en rodete turbina Francis.....	48
Figura 3-8. Inspección del equipo mediante ultrasonido.....	49
Figura 3-9. Inspección del equipo mediante ultrasonido.....	49
Figura 3-10. Inspección del equipo mediante ultrasonido.....	50
Figura 4-1. Transformador de potencia.....	65
Figura 5-1. Esquema de un regulador de velocidad electrónico.....	71
Figura 6-1. Esquema de una topología tipo bus.....	85
Figura 6-2. Esquema de una topología tipo estrella.....	86
Figura 6-3. Esquema de una topología tipo anillo.....	87
Figura 6-4. Esquema de una topología tipo malla.....	88
Figura 6-5. Esquema de una topología tipo híbrida.....	89
Figura 6-6. Esquema de una arquitectura de un sistema.....	96
Figura 6-7. Estación de trabajo.....	101
Figura 6-8. Control válvula de vapor abierta.....	110
Figura 6-9. Válvula cerrada, elemento final de control.....	111
Figura 6-10 Control retroalimentado.....	112
Figura 6-11 Esquema de una red local.....	116
Figura 7-1. Esquema de un sistema de enfriamiento por agua de un paso	121
Figura 7-2. Esquema de un sistema de enfriamiento cerrado circulante....	121
Figura 7-3. Esquema de un sistema de enfriamiento abiertos recirculante	122

INDICE DE TABLAS

Tabla I	Alternativas en la capacidad instalada.....	135
Tabla II.	Sistema de generación 1 X 50 [MW].....	136
Tabla III.	Sistema de generación 2 X 25 [MW].....	136
Tabla IV.	Sistema de generación 5 X 10 [MW].....	136
Tabla V y VI.	Sistema de generación 3 X 10 [MW] + 1 x 20 [MW].....	137
Tabla VII.	Probabilidades combinadas 1 X 10 [MW] + 1 X 20 [MW].....	137
Tabla VIII	Tabla de probabilidades de capacidades fuera de servicio....	138

ABREVIATURAS

A

A	Amperios.
AC	Corriente alterna.
ACSR	Conductor de aluminio con alma de acero.

C

CSMA/CD	Método de acceso múltiple por detección de portadora por detección de colisiones.
CSMA/CA	Método de acceso múltiple por detección de portadora por anulación de colisiones.
CPU	Unidad central de procesamiento

D

DC	Corriente directa
DCS	Sistema de Control Distribuido

F

Fp	Factor de Potencia.
----	---------------------

H

HART	Traductor de acceso rápido.
H _B	Altura bruta.
HMI	Interfase Hombre Máquina.
H _N	Altura neta.
HP	Potencia en caballos de fuerza.
Hz	Hertz.

I

I	Corriente de línea.
---	---------------------

K

Km.	Kilómetro.
KVA	Kilo voltio amperio.
KV	Kilo voltio.

L

LAN Red de área local.

M

m Metro.

mA Mili amperios.

MAP Protocolo para la manipulación de la fabricación

MHz Mega Hertz.

MW Mega vatios.

MVA. Mega voltios amperios.

N

n Velocidad del rotor.

n_s Velocidad específica.

P

P Potencia Activa.

p número de polos.

PC Computador personal.

PLC Control Lógico Programable.

PROFIBUS Bus Procesador de Campo.

R

RPM Revoluciones por minuto.

RTU Unidad Terminal Remota.

S

S Potencia Aparente.

SCADA Control Supervisorio y Adquisición de Datos.

RTU Unidad Terminal Remota.

V

V_{LL} Voltaje línea a línea.

W

W Vatios.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de creación de nuevas centrales hidroeléctricas en el país es urgente e imperativo. Debido principalmente al déficit que se tiene en materia de generación de energía eléctrica. Uno de los principales problemas radica en el calendario anual, debido a que es en los meses de octubre hasta febrero de cada año en donde se presentan las épocas de estiaje y los inconvenientes, al ser las centrales hidroeléctricas las que al no tener la principal fuente de energía como el agua en las cantidades necesarias, no aportan de energía eléctrica al sistema.

Este aspecto de la época en donde se tiene el estiaje es muy importante, debido a que los problemas para abastecer la demanda del sistema solo ocurren en estas fechas, y no así el resto del año. Con lo cual no es suficiente considerar de manera prioritaria a las centrales hidroeléctricas, por ser proyectos que generan energía más barata sino también, el lugar en el cual éstas han de ser construidas. Debido a que de esto depende la aportación al sistema. Centrales hidroeléctricas de gran capacidad que operen eficientemente en los meses de octubre hasta febrero, que son las fechas en donde se presenta el estiaje en las centrales que se encuentran en la sierra, ayudaran enormemente a solucionar el problema energético del país. Las políticas de estado por los gobiernos anteriores han relegado estos andes proyectos hidroeléctricos, en parte por favorecer a muy poderosos intereses económicos.

CAPITULO 1

FUNCIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica. En la figura 1.1 se presenta un esquema integral de una central hidroeléctrica.

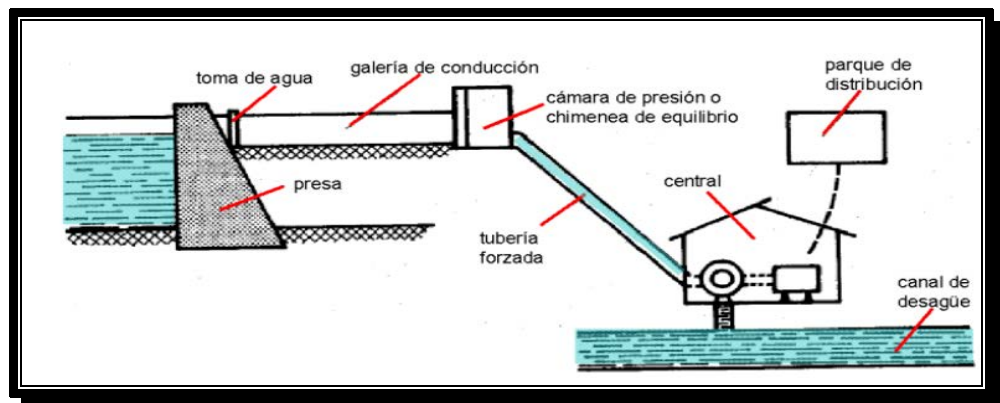


Figura 1.1 Esquema integral de una central hidroeléctrica.

Un sistema de captación de agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla en la

misma un movimiento giratorio que acciona el alternador y produce la corriente eléctrica.

Cabe indicar que, la energía hidráulica se basa en aprovechar la caída del agua desde cierta altura. La energía potencial, durante la caída, se convierte en cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente, se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. Es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua, y una vez utilizada, es devuelta río abajo. Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales y el bajo mantenimiento que precisan una vez estén en funcionamiento centran la atención en esta fuente de energía.

CAPITULO 2

DESCRIPCIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2.1.- TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Dentro de los principales tipos de centrales hidroeléctricas tenemos a los siguientes:

- Central hidroeléctrica de pasada.
- Central hidroeléctrica con embalse de reserva.

Central hidroeléctrica de pasada.

Una central de pasada se define básicamente por ser aquella en la que no existe una acumulación o almacenamiento apreciable del agua.

En este tipo de centrales las turbinas reciben el caudal que se encuentre disponible en el río, considerando las variaciones de estación en el año.

Un esquema de una central de pasada es el siguiente:

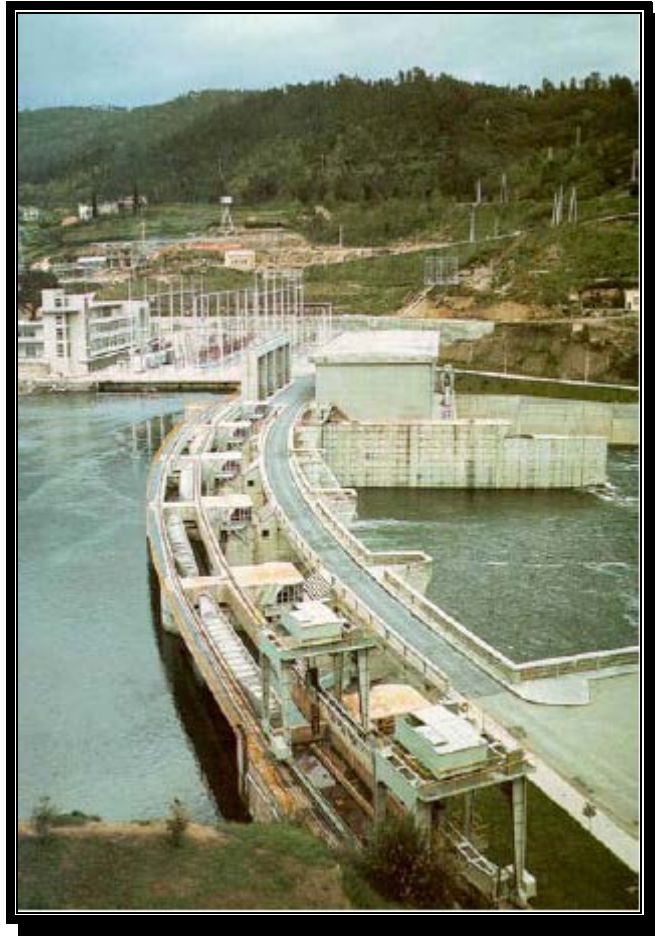


Figura 2.1 Esquema de una central Hidroeléctrica de pasada.

En la figura 2.1 se muestra una vista de planta de una central de pasada.

Cabe indicar además que una central de este tipo requiere de un caudal tal que, este sea suficientemente constante en el tiempo para asegurar una potencia determinada a lo largo de todo el año.

Central hidroeléctrica con embalse de reserva.

En este tipo de centrales se embalsa o se almacena un volumen considerable del agua mediante la construcción de una o mas presas que forman lagos artificiales.

Este embalse en donde se almacenará el agua permitirá graduar la cantidad de agua que llegará a las turbinas. Del volumen embalsado depende la cantidad de agua que puede hacerse pasar por las turbinas.

Con este embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses del año, algo que sería imposible en una central de pasada.

Cabe indicar además que este tipo de centrales exigen por lo general una inversión de capital mayor que las centrales de pasada, pero en la mayoría de los casos permite usar toda la energía posible y producir kilovatios-hora más baratos.

Un esquema de una central con embalse es el siguiente:

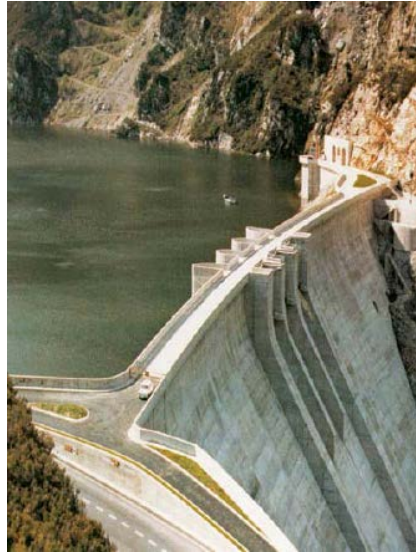


Figura 2.2 Esquema de una Central Hidroeléc.-
Trica con embalse.

En la figura 2.2 se muestra una vista de planta de una central con embalse.

2.2.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TENER CENTRALES HIDROELECTRICAS

Dentro de las ventajas podemos citar las siguientes:

- a. Este tipo de centrales no requieren de combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita como lo es el agua.
- b. Es limpia, debido a que no contamina ni el aire ni el agua.
- c. Con mucha frecuencia este tipo de centrales puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las

inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y aún ornamentación del terreno y turismo.

- d. Los costos de operación y de mantenimiento son bajos.
- e. Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.

Contra estas ventajas deben señalarse ciertas desventajas:

- a. En este tipo de centrales los costos de inversión son altos.
- b. En muchas ocasiones el sitio en donde van a ser construidas estas centrales es de difícil acceso, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.
- c. La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con otro tipo de centrales eléctricas como por ejemplo las termoeléctricas.
- d. La disponibilidad de energía que estas centrales puedan ofrecer puede fluctuar de estación en estación y de año en año debido principalmente a que estas son dependientes de la hidrología.

2.3.- PARTES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Dentro de los principales elementos que constituyen una central hidroeléctrica tenemos:

- La presa
- Los aliviaderos
- Las tomas de agua
- Canal de derivación
- Chimenea de equilibrio
- La casa de máquina
- Las turbinas hidráulicas
- El generador

PRESA.- La presa o azud es aquella que se encarga de retener el paso del recurso hídrico y también permite el almacenamiento del mismo.

Con estas construcciones se logra un determinado nivel del agua antes de la contención, y otro nivel diferente después de la misma. Ese desnivel se aprovecha para producir energía.

Las presas pueden clasificarse por el material empleado en su construcción en presas de tierra, y presas de hormigón.

Las presas de hormigón son las más utilizadas y a su vez se clasifican en presa de gravedad y presa de bóveda.

La presa de gravedad se caracteriza por tener un peso adecuado para contrarrestar el momento del vuelco que produce el agua.

La presa de bóveda necesita menos material que las presas de gravedad y se suelen utilizar en gargantas estrechas.

En este tipo de presas la presión provocada por el agua se transmite íntegramente a las laderas por el efecto del arco que estas tienen.

LOS ALIVIADEROS.- Los aliviaderos son elementos vitales de la presa que tienen como misión liberar parte del agua detenida sin que esta pase por la sala de máquinas.

Se encuentran en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie.

La misión de los aliviaderos es la de liberar, si es preciso, grandes cantidades de agua o atender necesidades de riego.

Para evitar que el agua pueda producir desperfectos al caer desde gran altura, los aliviaderos se diseñan para que la mayoría del líquido se pierda en una cuenca que se encuentra a pie de 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 la demanda de la situación.

TOMAS DE AGUA.- Las tomas de agua son construcciones adecuadas que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta las máquinas por medios de canales o tuberías.

Las tomas 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. Estas tomas además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc. puedan llegar a los alabes y producir desperfectos.

CANAL DE DERIVACIÓN.- El canal de derivación se utiliza para conducir agua desde la presa hasta las turbinas de la central. Generalmente es necesario hacer la entrada a las turbinas con conducción forzada siendo por ello preciso que exista una cámara de presión donde termina el canal y comienza la turbina. Es bastante normal evitar el canal y aplicar directamente las tuberías forzadas a las tomas de agua de las presas.

CHIMENEA DE EQUILIBRIO.- 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 alabes de las turbinas. A estas sobrepresiones se les denomina "golpe de ariete".

Cuando la carga de trabajo de la turbina disminuye bruscamente se produce una sobrepresión positiva, ya que el regulador automático de la turbina cierra la admisión de agua.

La chimenea de equilibrio consiste en un pozo vertical situado lo más cerca posible de las turbinas. Cuando existe una sobrepresión de agua esta encuentra menos resistencia para penetrar al pozo que a la cámara de presión de las turbinas haciendo que suba el nivel de la chimenea de equilibrio. En el caso de depresión ocurrirá lo contrario y el nivel bajará. Con esto se consigue evitar el golpe de ariete.

Actúa de este modo la chimenea de equilibrio como un muelle hidráulico o un condensador eléctrico, es decir, absorbiendo y devolviendo energía.

CASA DE MAQUINAS.- La casa de máquinas es el espacio físico donde se encuentran las máquinas, equipos principales y auxiliares que en conjunto sirven para la generación de la energía eléctrica; equipos importantes como lo son las turbinas y los generadores eléctricos, y con ello todos sus sistemas y equipos auxiliares.

TURBINAS HIDRÁULICAS.- Existen algunos tipos de turbinas de entre las cuales citamos a las más importantes que son:

- Turbina Pelton
- Turbina Francis
- Turbina Kaplan o hélice.

El tipo más conveniente dependerá en cada caso del salto de agua y de la potencia de la turbina.

GENERADOR ELECTRICICO.- Es aquella máquina encargada de la generación de energía eléctrica, esta es la que convierte la energía mecánica que tiene a su ingreso en energía eléctrica, sin ella, no sería posible la generación de energía eléctrica.

En la figura 2.3 se muestra un esquema de las principales partes que constituyen una central hidroeléctrica.

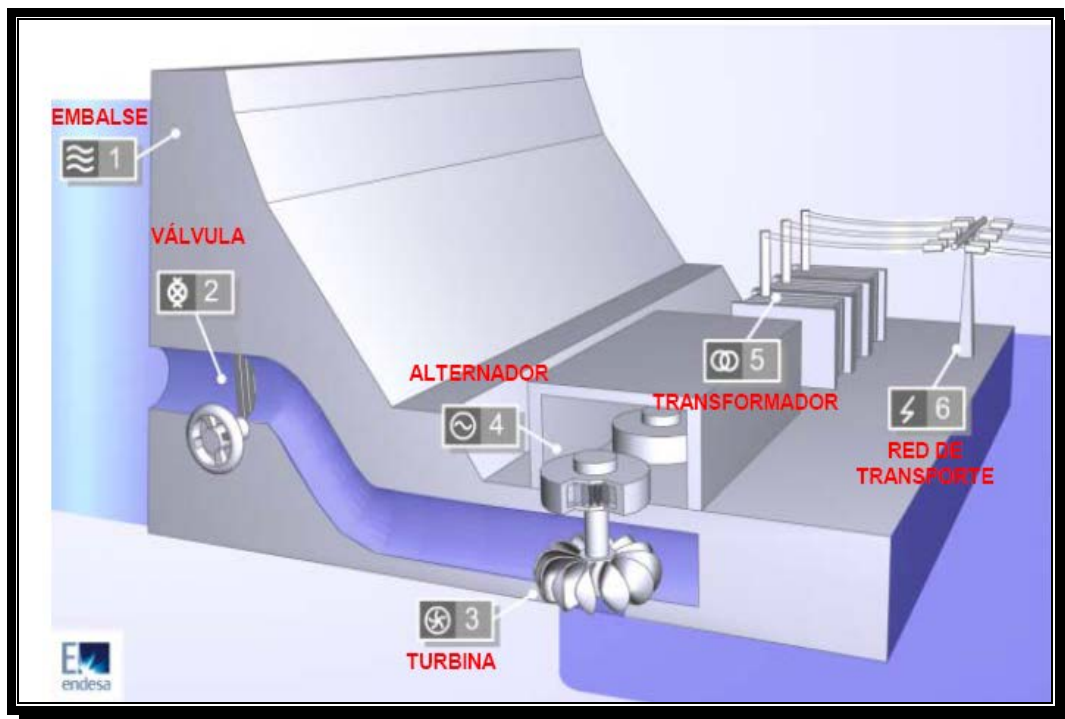


Figura 2.3 Esquema de las principales partes de una central hidroeléctrica.

2.4.- CRITERIO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS

Para la selección del equipamiento en estos proyectos hidroeléctricos habrán de tenerse presente algunos datos básicos así como criterios para la selección de los mismos. Dentro de estos datos a tener presente tenemos de manera fundamental a la hidrología del sector y con ello de los ríos que aportan de energía hidráulica a la central.

Dentro de estos datos estarán los caudales del o de los ríos, así como la altura bruta que se tenga.

Con estos datos se tendrá una muy buena aproximación de la cantidad de potencia que esta central podría generar.

Es así como en el proyecto de Angamarca Sinde cuya potencia de generación es de unos 50 [MW], información obtenida en base a la energía potencial y cinética de la altura y la velocidad respectivamente con la cual el río viaja.

Una vez con estos datos obtenidos de la hidrología del río y con ello la potencia virtual generada por la central, es procedente encontrar la capacidad del o de los generadores, turbinas y transformadores que se utilizarán en la generación de energía eléctrica en dicha central.

La potencia del generador tendrá que ser de un valor mayor o igual a los 50 [MW]. La cantidad de generadores empleados dependerá de algunos criterios, debido a que si se quiere tener un nivel bueno de confiabilidad y contingencia es apropiado el tener no solo 1 generador de unos 50 [MW], sino tener esa capacidad repartida en 2 generadores de 25 [MW] o 5 generadores de 10 [MW] cada uno, ya que con ello si por algún motivo la unidad de generación tendría que salir de servicio ya sea por un mantenimiento preventivo o un mantenimiento correctivo toda la central no quedaría fuera de servicio.

Otro aspecto a considerar con respecto al número de generadores se tendría que utilizar es el factor económico, debido a que técnicamente por ejemplo sería el tener 5 unidades de 10 [MW] cada una en la central, pero en la práctica podría resultar muy costoso. La parte financiera es otro punto a considerar ya que de esto depende la adquisición de cada uno de estos equipos.

El número de turbinas a utilizar va ligado al número de unidades de generación que se tenga es así por ejemplo si se tiene un generador se empleará una turbina; si se disponen de 3 generadores eléctricos se tendrán 3 turbinas, una por cada uno de los generadores presenten en la central.

El tipo de turbina a colocar dependerá de factores como la altura y la velocidad del río, aunque para la elección de ésta se emplea un factor que involucra ambos factores, como lo es la velocidad específica.

Existen curvas en las cuales se relacionan estas variables, la altura y la velocidad específica y con ello el tipo de turbina a emplear, ya sean estas del tipo Francis, Kaplan, Pelton entre otras.

CAPITULO 3

EQUIPAMIENTO HIDROMECAÁNICO

3.1.- VÁLVULA MARIPOSA

La válvula mariposa es uno de los equipos electromecánicos de importancia que se necesitan en la generación de energía eléctrica. Esta válvula es la que permite el paso o circulación de agua a través de una tubería. La válvula mariposa se encuentra instalada entre la conducción forzada y la turbina, una por válvula por cada turbina que se encuentre en la planta de generación.

La válvula mariposa garantiza el paso del agua a través de la tubería en la condición de apertura y de asegura el cierre o no paso del agua a través de la tubería para la condición en la que la unidad de generación ya sea total o parcial tenga que salir de servicio.

Para la apertura o cierre de la válvula mariposa se necesitan algunas condiciones iniciales y previas, una de ellas es equilibrar la presión ejercida por el agua; a ambos lados de la válvula mariposa se encuentra agua circulando, para equilibrar las presiones a ambos lados de la válvula mariposa se hace uso de una válvula de by-pass, la cual permite equilibrar

las presiones a ambos lados de la válvula mariposa, y con ello a poder realizar el cierre o apertura de la válvula.

En la figura 3.1 se muestra una válvula mariposa previa a su instalación.



Figura 3.1. Válvula mariposa previa a su instalación.

3.2.- TURBINAS HIDRÁULICAS

Una turbina hidráulica es un dispositivo mecánico capaz de convertir en trabajo la energía cinética que se encuentra presente en las masas de agua,

vapor o gas, al encontrarse estas dotadas de una determinada velocidad de desplazamiento.

La aplicación inmediata del trabajo mecánico desarrollado en la turbina, es la de hacer girar al rotor del generador de energía eléctrica, en el cual se realiza la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Todo ello, como consecuencia de estar rígidamente unidos, generalmente, los ejes de ambas máquinas, turbina-generador, formando un eje único con el que se obtiene sincronismo de giro entre las mismas, es decir, idéntico número de revoluciones durante espacios de tiempo iguales.

En determinadas máquinas, particularmente en las que proporcionan pequeñas potencias y trabajan con poca altura de salto, se suele disponer un multiplicador de velocidad, instalado entre ambos ejes, a fin de que las dimensiones del generador sean reducidas. Una turbina hidráulica es la máquina destinada a transformar la energía hidráulica, de una corriente o salto de agua, en energía mecánica. Por lo tanto, toda turbina convierte la energía del agua, manifestada bien en su forma de presión (energía potencial o de posición) como en la de velocidad (energía cinética), en el trabajo mecánico existente en un eje de rotación.

Las turbinas hidráulicas son accionadas por el agua en movimiento, una vez que ésta es debidamente encauzada hacia el elemento de turbina denominado distribuidor, el cual, circularmente, distribuye, regula y dirige un

caudal de agua que tiende a incidir, con mayor o menor amplitud, hacia el centro del círculo descrito, sobre un rotor o rueda móvil conocida con el nombre de rodete, que, conjuntamente con el eje en el que está montado, ha de estar perfectamente equilibrado dinámico y estáticamente.

De lo mencionado anteriormente se deduce cómo la energía del agua, originalmente la mayoría de los casos en forma de energía potencial de tipo gravitatorio, se convierte en energía cinética al pasar sucesivamente por el distribuidor y el rodete, debido a la diferencia de nivel existente entre la entrada y la salida de la conducción. En consecuencia, se provocan cambios en la magnitud y dirección de la velocidad del fluido, lo que hace que se produzcan fuerzas tangenciales en el rodete, generándose así energía mecánica al girar éste.

Cabe indicar que el rendimiento de las instalaciones con turbinas hidráulicas, siempre es elevado, pudiendo llegar sin problema alguno al 90% o más, después de tener en cuenta todas las pérdidas hidráulicas por choque, de caudal, de fricción en el generador, mecánicas, etc. Los problemas de regulación de velocidad son importantes, principalmente a causa de las grandes masas de agua que entran en juego, con sus aceleraciones positivas y negativas, que se transforman en ondas de presión. La continuidad de las columnas de agua transmite a las ondas, produciéndose

fuertes choques o golpe de ariete que es necesario evitar o por lo menos controlar.

Como se había mencionado anteriormente existen algunas clases de turbinas hidráulicas, aquí se hará una descripción un poco mas extensiva sobre cada una de ellas.

3.2.1 Turbinas Pelton.-

Las turbinas Pelton, se conocen como turbinas de presión por ser ésta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua sólo una parte de la periferia del rodete. Así mismo entran en la clasificación de turbinas tangenciales y turbinas de acción. Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 [m] y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 [m³/s] aproximadamente).

Por razones hidroneumáticas, y por sencillez de construcción, son de buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (entre 30 % y 100 % del caudal máximo). Por ello se colocan pocas unidades en cada central que requiere turbinas de estas características. Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta última disposición la más

adecuada, la cual nos servirá de referencia para hacer las descripciones necesarias. En la figura 3.2 se muestra un esquema de una turbina pelton.

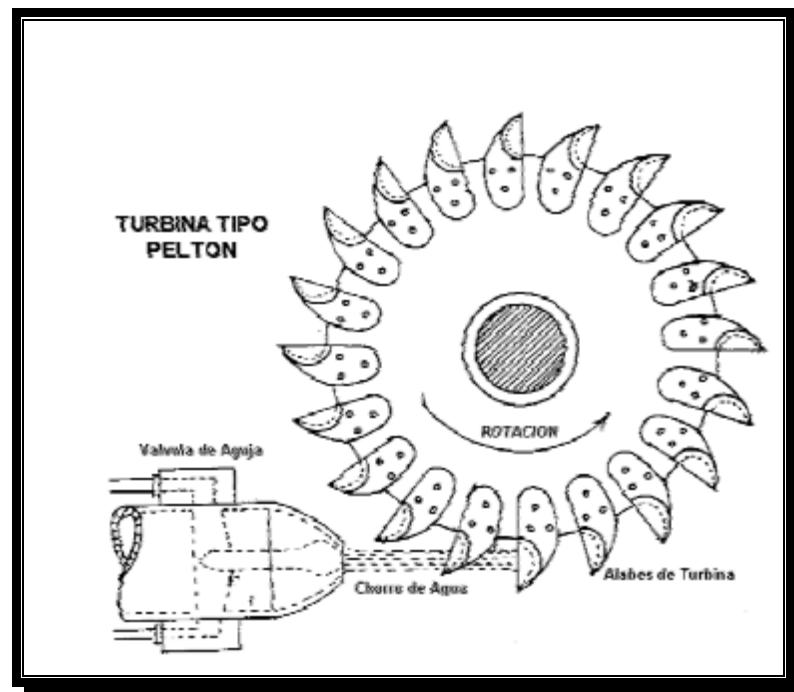


Figura 3.2 Esquema de una turbina Pelton

3.2.1.1 Componentes de una turbina Pelton

Dentro de los principales componentes de una turbina de tipo Pelton tenemos los siguientes:

- ❖ Distribuidor
- ❖ Rodete
- ❖ Carcasa

- ❖ Cámara de descarga
- ❖ Sistema hidráulico de frenado
- ❖ Eje

En la Figura 3.3 se muestra un esquema de una turbina pelton.

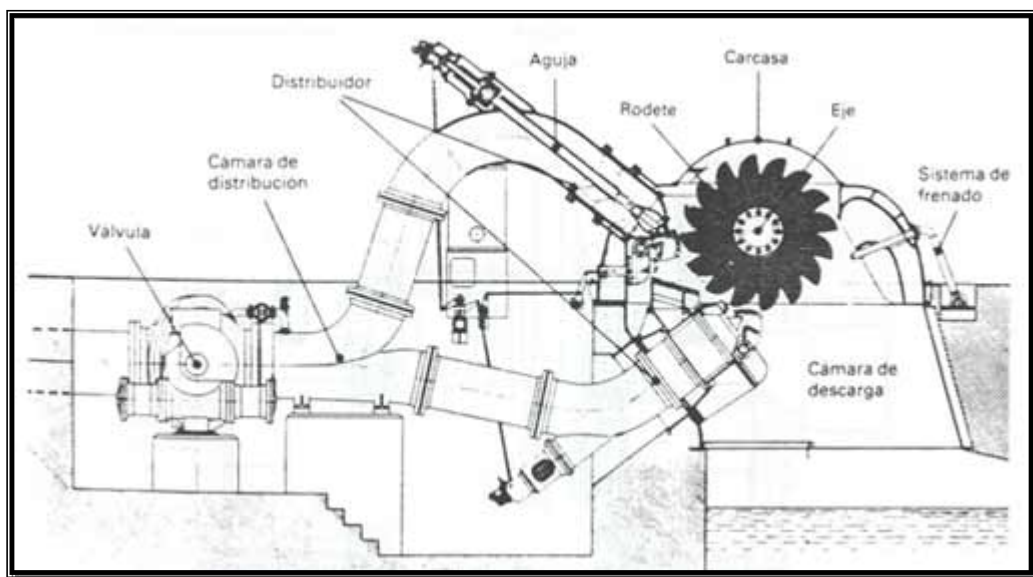


Figura 3.3 Componentes de una turbina Pelton

Distribuidor.- Está constituido por uno o varios equipos de inyección de agua. Cada uno de dichos equipos, formado por determinados elementos mecánicos, tiene como misión dirigir, convenientemente, un chorro de agua, cilíndrico y de sección uniforme, que se proyecta sobre el rodete, así como también, regular el caudal preciso que ha de fluir hacia dicho rodete, llegando a cortarlo totalmente cuando proceda.

El número de equipos de inyección, colocados circunferencialmente alrededor de un rodete, depende de la potencia y características del grupo, según las condiciones del salto de agua. Así mismo, se puede disponer de más de un rodete en el mismo eje, cada uno de ellos dotado del distribuidor apropiado.

Hasta seis suelen ser los equipos que proyectan chorros de agua sobre un mismo rodete, derivando todos y cada uno de ellos de la tubería forzada. Dicho número de equipos de inyección, se instala en turbinas Pelton con eje vertical, siendo, normalmente, uno o dos inyectores los instalados cuando la disposición del eje es horizontal.

Cámara de distribución.- Consiste en la prolongación de la tubería forzada, acoplada a ésta mediante brida de unión, posteriormente a la situación de la válvula de entrada a turbina, según la trayectoria normal del agua. También se la suele nombrar cámara de inyectores.

Tiene como misión fundamental, conducir el caudal de agua. Igualmente, sirve de soporte a los demás mecanismos que integran el distribuidor

Inyector.- Es el elemento mecánico destinado a dirigir y regular el chorro de agua. Está compuesto por: tobera, aguja y deflector.

Rodete.- Es la pieza clave donde se transforma la energía hidráulica del agua, en su forma cinética, en energía mecánica o, dicho de otra manera, en

trabajo según la forma de movimiento de rotación. Esencialmente consta de los siguientes elementos: rueda y álabes.

Carcasa.- Es la envoltura metálica que cubre los inyectores, rodete y otros elementos mecánicos de la turbina. Su misión consiste en evitar que el agua salpique al exterior cuando, después de incidir sobre los alabes, abandona a éstos. Dispone de un equipo de sellado, en las zonas de salida del eje, a fin de eliminar fugas de agua. Cuando se trata de turbinas Pelton instaladas con el eje en posición vertical, la carcasa, situada horizontalmente, tiene convenientemente distribuidos en su periferia unos conductos de paso de aire para aireación del rodete, lográndose, alrededor del mismo, el adecuado equilibrio de presiones. En el caso de turbinas con el eje horizontal, la aireación se efectúa desde la cámara de descarga.

Cámara de descarga.- Se entiende como tal la zona por donde cae el agua libremente hacia el desagüe, después de haber movido al rodete. También se conoce como tubería de descarga. Para evitar deterioros debidos a la acción de los chorros de agua, especialmente de los originados por la intervención del deflector, se suele disponer, en el fondo de la cámara de descarga, de un colchón de agua de 2 a 3 m de espesor. Con el mismo fin, se instalan blindajes o placas, situadas adecuadamente, que protegen la obra de hormigón.

Sistema hidráulico de frenado.- Consiste en un circuito de agua derivado de la cámara de distribución. El agua, proyectada a gran velocidad sobre la zona convexa de los cangilones, favorece el rápido frenado del rodete, cuando las circunstancias lo exigen.

3.2.1.2.- Principio de funcionamiento de las turbinas Pelton

La sucesiva transformación de la energía se efectúa del modo siguiente. La energía potencial gravitatoria del agua embalsada, o energía de presión hasta los orificios de las toberas, se convierte, prácticamente sin pérdidas, en energía cinética, al salir el agua a través de dichos orificios en forma de chorros libres, a una velocidad que corresponde a toda la altura del salto útil, estando referida ésta, para el caso concreto de las turbinas Pelton, al centro de los chorros considerados. Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los alabes que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico deseado. Las formas cóncavas de los alabes hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo éste, ya sin energía apreciable, por los bordes laterales, sin ninguna incidencia posterior sobre los alabes sucesivos. De este modo, el chorro de agua transmite su energía cinética al rodete, donde queda transformada instantáneamente en energía mecánica. La válvula de aguja, gobernada por el regulador de velocidad, cierra más o menos el orificio de salida de la tobera, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por

ésta, con el objeto de mantener constante la velocidad del rodete, evitándose embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada al generador. La arista que divide a cada alabe en dos partes simétricas, corta al chorro de agua, seccionándolo en dos láminas de fluido, teóricamente del mismo caudal, precipitándose cada una hacia la concavidad correspondiente. Tal disposición permite contrarrestar mutuamente los empujes axiales que se originan en el rodete, equilibrando presiones sobre el mismo, al conseguir cambiar, simétrica y opuestamente, los sentidos de ambas láminas de agua.

3.2.2.- TURBINAS FRANCIS

Son conocidas como turbinas de sobrepresión por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total ya que éste se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia. También se conocen como turbinas radiales-axiales y turbinas de reacción. El campo de aplicación es muy extenso, dado el avance tecnológico conseguido en la construcción de este tipo de turbinas. Pueden emplearse en saltos de distintas alturas dentro de una amplia gama de caudales (entre 2 y 200 m³/s aproximadamente). Consideraremos la siguiente clasificación, en función de la velocidad específica del rodete, cuyo número de revoluciones por minuto depende de las características del salto.

Turbina Francis lenta. Para saltos de gran altura (alrededor de 200 m o más).

Turbina Francis normal. Indicada en saltos de altura media (entre 200 y 20 m). Turbinas Francis rápidas y extrarrápidas. Apropriadas a saltos de pequeña altura (inferiores a 20 m). Las turbinas Francis, son de rendimiento óptimo, pero solamente entre unos determinados márgenes (para 60 % y 100 % del caudal máximo), siendo una de las razones por la que se disponen varias unidades en cada central, al objeto de que ninguna trabaje, individualmente, por debajo de valores del 60 % de la carga total. Al igual que las turbinas Pelton, las turbinas Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal, o vertical, siendo esta última disposición la más generalizada por estar ampliamente experimentada, especialmente en el caso de unidades de gran potencia. Para describirlas, nos basaremos en turbinas de eje vertical. En la figura 3.4 se muestra un esquema de una turbina Francis.

3.2.2.1.- Componentes de una turbina Francis.- Dentro de los principales componentes tenemos a los siguientes:

- Cámara espiral.
- Distribuidor.
- Rodete.
- Tubo de aspiración
- Eje.
- Equipo de sellado del eje de turbina.

- Cojinete guía de turbina.
- Cojinete de empuje

En la figura 3.4 se muestra un esquema de sus componentes

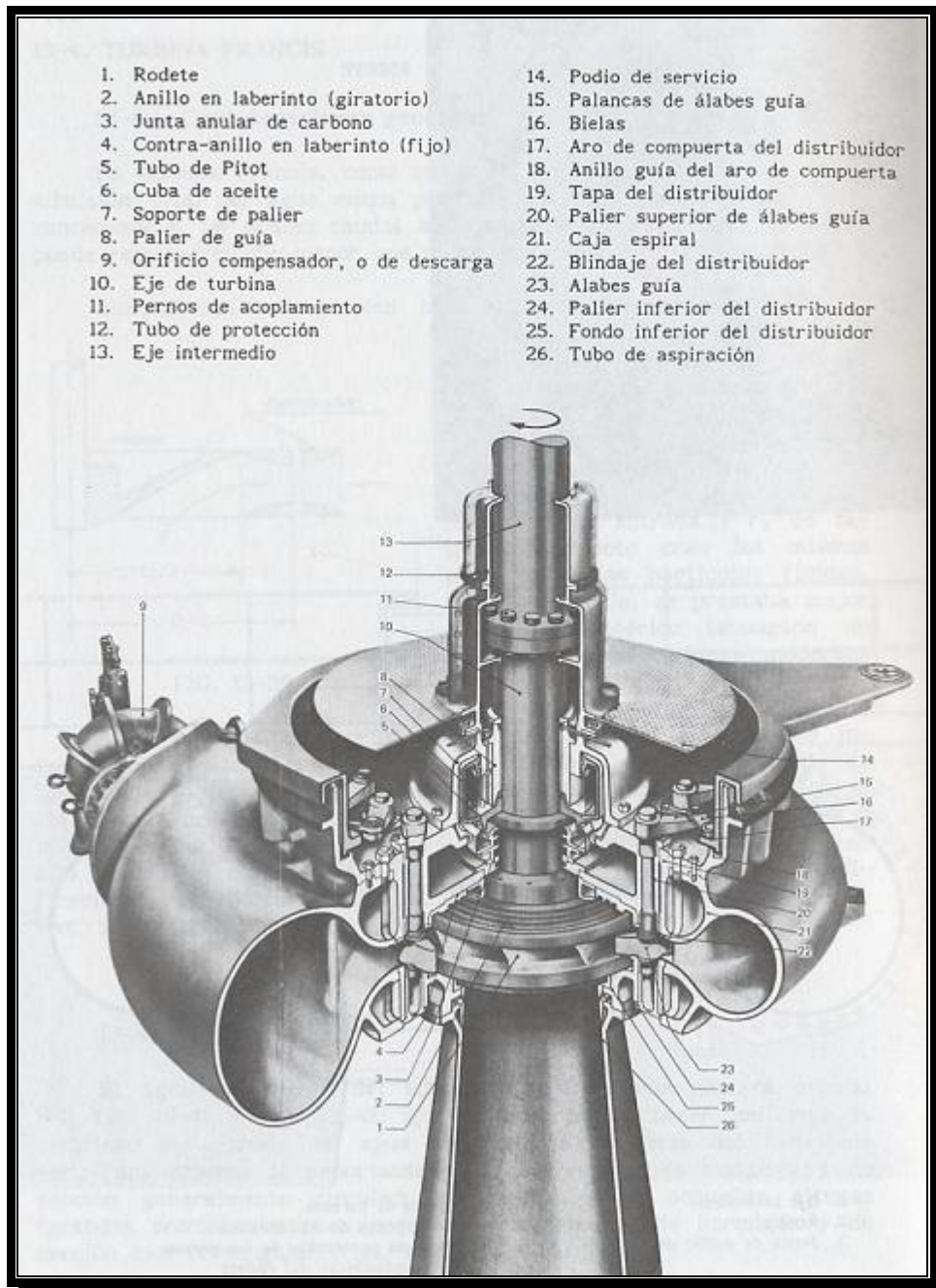


Figura 3.4 Esquema de una turbina Francis.

Cámara espiral.- Aunque existen varios diseños de cámaras, nos referimos concretamente a cámaras espirales, por ser las de instalación más frecuente.

Está constituida por la unión sucesiva de una serie de virolas tronco-cónicas, cuyos ejes respectivos forman una espiral. Desde el acoplamiento con la tubería forzada, donde el diámetro interior de la virola correspondiente alcanza su valor máximo, la sección interior, circular en la mayoría de los casos, va decreciendo paulatinamente hasta la virola que realiza el cierre de la cámara sobre sí misma, cuyo diámetro interior se reduce considerablemente.

Esta disposición se conoce como el caracol de la turbina, en el que, debido a su diseño, se consigue que el agua circule con velocidad aparentemente constante y sin formar torbellinos, evitándose pérdidas de carga. Todo el conjunto; construido con chapas de acero unidas, actualmente, mediante soldadura; suele estar rígidamente sujeto en la obra de hormigón de la central, por sus zonas periféricas externas, consideradas como tales las alejadas del centro de la turbina. Antes de proceder al hormigonado exterior de la cámara, ésta se somete a presión con agua, a fin de descubrir posibles fugas por las uniones.

En la zona periférica interna, totalmente concéntrica con el eje de la turbina, y siguiendo planos paralelos, perpendiculares a dicho eje, se encuentra una abertura circular, formando un anillo, cuyos extremos están enlazados

perpendicularmente por una sucesión de palas fijas, situadas equidistantemente unas de otras, a lo largo del contorno de la circunferencia descrita por dicho anillo, a través del cual, y por toda su periferia, fluirá el agua, cubriendo la totalidad de los orificios así formados. La zona mencionada, se suele denominar antedistribuidor o anillo traviesa. Dada la curvatura y orientación de las palas fijas, se consigue que la proyección del agua salga dirigida casi radialmente, hacia el centro del espacio circular limitado por el anillo mencionado. La cámara espiral contiene, entre otros accesorios, entradas de hombre para revisiones, tomas de agua para control de caudales y presiones, drenajes, etc.

Distribuidor.- El distribuidor propiamente dicho, está formado por un determinado número de palas móviles, cuyo conjunto constituye un anillo que está situado concéntricamente y entre las mismas cotas en altura que el antedistribuidor, descrito al exponer la cámara espiral, siendo, en definitiva, camino continuado del agua en su recorrido hacia el centro de la turbina.

Su función es la de distribuir, y regular o cortar totalmente, el caudal de agua que fluye hacia el rodete. Palas directrices son las palas móviles a las que anteriormente se hacía referencia. También se las suele llamar alabes directrices o directores.

Cada una de ellas, al unísono con las demás, puede orientarse, dentro de ciertos límites, al girar su eje respectivo, pasando de la posición de cerrado

total, cuando están solapadas unas palas sobre otras, a la de máxima apertura que corresponde al desplazamiento extremo, tendiendo a quedar en dirección radial y manteniendo, entre sí, una convergencia hacia el eje.

Dado que cada pala ha de quedar perfectamente centrada axialmente, entre los escudos, se disponen mecanismos, de distinta índole, que permiten regular durante el montaje la suspensión de la misma; de modo que no existan rozamientos, ni holguras excesivas que puedan provocar pérdidas de carga.

Todas las palas directrices, cuyo número oscila aproximadamente entre 12 para las turbinas pequeñas y 24 para las grandes, son exactamente iguales y conservan entre sí idénticas posiciones respecto al eje de turbina. Las generatrices de cada pala, paralelas al eje de giro pero no concéntricas con él, desarrollan formas de configuración cilíndrica.

Rodete.- Es una de la piezas fundamental donde se obtiene la energía mecánica deseada, como decíamos al mencionar el rodete de la turbina Pelton. No obstante, las diferencias constructivas entre ambos son bastante considerables. Está unido rígidamente a la parte inferior del eje de la turbina, en situación perfectamente concéntrica con el distribuidor, ocupando el espacio circular que éste delimita.

Consta de un núcleo central, alrededor del cual se encuentra dispuesto un número determinado de palas de superficie alabeada, aproximadamente entre 12 y 21, equidistantemente repartidas y solidarias al mismo, formando pieza única en bloque por fundición o soldadura, es decir, sin uniones ni fijaciones accesorias. Las patas están unidas entre sí, por su parte externa inferior, mediante una llanta o banda que hace cuerpo con las mismas. Unos anillos de acero, anillos intersticiales, colocados a presión sobre el núcleo y la llanta, perfectamente centrados, realizan el cierre hidráulico al girar muy próximos a los escudos superior e inferior respectivamente.

Tubo de aspiración.- También conocido como hidrocono, difusor, etc. Consiste en una conducción, normalmente acodada, que une la turbina propiamente dicha con el canal de desagüe. Tiene como misión recuperar al máximo la energía cinética del agua a la salida del rodete o, dicho de otra forma, aprovechar el salto existente entre la superficie libre del agua y la salida del rodete.

En su inicio, partiendo de la unión circular con la turbina, se trata de un conducto metálico que, en la mayoría de los casos, va aumentando gradualmente de diámetro, tomando forma tronco-cónica, tramo conocido como cono de aspiración. Sobre el mismo se dispone, lateralmente, de una o dos entradas de hombre, opuestas en el segundo caso, a fin de poder realizar revisiones, trabajos, etc.

Eje.- El eje de un grupo tiene ciertas peculiaridades cuando se encuentra instalado en posición vertical. Por medio del eje de turbina, al estar rígidamente unido mediante acoplamiento al eje del alternador, se transmite al rotor de éste el movimiento de rotación necesario. Ahora bien, en este tipo de turbinas, es en la zona de eje correspondiente al alternador donde se suele disponer el medio para soportar todo el peso del conjunto, formado por ejes, rotor, rodete y empuje del agua sobre los alabes de este último.

Tal medio, es el denominado cojinete de empuje. Además del cojinete de empuje, el eje completo del grupo, dispone de hasta tres cojinetes guías. Dos de ellos están situados en la zona del alternador, y un tercero en la zona de turbina.

En determinados grupos, y por características constructivas de los mismos referidas a condiciones de peso y sustentación, o aireación del rodete, el eje es hueco en su totalidad.

3.2.2.2.- Principio de funcionamiento de las turbinas Francis.-

Considerando los aspectos constructivos de los componentes de las turbinas Francis, se comprende con facilidad el funcionamiento de las mismas.

En la mayoría de los casos, la instalación de este tipo de turbinas, se realiza en centrales para cuya alimentación de agua se requiere la existencia de un embalse. Otra particularidad en la ubicación de estas turbinas, radica en que el conjunto esencial de las mismas, es decir, cámara espiral – distribuidor – rodete – tubo de aspiración, se encuentra, generalmente, a un nivel inferior respecto al nivel alcanzado por el agua en su salida hacia el cauce del río en dirección aguas abajo

Podemos considerar, por lo tanto, la presencia de una columna de agua continua, entre los distintos niveles de los extremos mencionados, embalse y salida de agua, deduciendo que la turbina está totalmente llena de agua. Según otras disposiciones de instalación, especialmente en saltos de muy poca altura, podríamos interpretar que se halla sumergida, tal es el caso de no disponer de cámara espiral, encontrándose instalado el rodete en el interior de una cámara abierta, normalmente de hormigón, enlazada directamente con la zona de toma de agua o embalse.

La energía potencial gravitatoria del agua embalsada, se convierte en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor, donde, a la salida de éste, se dispone de energía en forma cinética y de presión, siendo, la velocidad de entrada del agua en el rodete, inferior a la que correspondería por altura de salto, debido a los cambios bruscos de dirección en su recorrido.

Centrándonos en la zona del distribuidor, podemos añadir que el agua, a su paso por las palas fijas de la cámara espiral y las palas directrices del distribuidor, disminuye su presión, adquiriendo velocidad y, en tales condiciones, provoca el giro del rodete, al circular a través de los alabes de éste, sobre los cuales actúa el resto de la presión existente en las masas de agua dotadas, a su vez, de energía cinética. El tubo de aspiración produce una depresión en la salida del rodete o, dicho en otros términos, una succión.

3.2.3.- Turbinas Kaplan.- Al igual que las turbinas Francis, las de tipo Kaplan, son turbinas de admisión total, incluidas así mismo en la clasificación de turbinas de reacción. Las características constructivas y de funcionamiento, son muy similares entre ambos tipos. Se emplean en saltos de pequeña altura (alrededor de 50 m. y menores), con caudales medios y grandes (aproximadamente de 15 m³/s en adelante). Debido a su singular diseño, permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniéndose buenos rendimientos, incluso dentro de extensos límites de variación de caudal. A igualdad de potencia, las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, si bien se prestan para ser colocadas de forma horizontal o inclinada. En la figura 3.5 se muestra una turbina Kaplan de eje vertical.



Figura 3.5 Turbina Kaplan

Un montaje característico de este tipo de turbinas, conjuntamente con el alternador, constituye los llamados grupos-bulbo, propios de las centrales mareomotrices; o los grupos-pozo, utilizados para el máximo aprovechamiento de las corrientes de agua con muy poco salto. En ambas disposiciones, la cámara y el tubo de aspiración constituyen un solo conducto, pudiendo estar situado el eje del grupo en posición horizontal o inclinada.

3.2.3.1.- Componentes de una turbina Kaplan.- Dentro componentes de las turbinas Kaplan podemos citar a los siguientes:

- Cámara espiral.
- Distribuidor.
- Rotor o rodete
- Tubo de aspiración
- Eje.
- Equipo de sellado.
- Cojinete guía.
- Cojinete de empuje.

Los componentes de la turbina Kaplan tienen gran semejanza con los componentes de la turbina Francis, entre el componentes que se podría considerar como distinto esta el rotor rodete. Este rotor de la turbina Kaplan se asemeja mucho a la hélice de un barco, como se muestra en la figura 3.6.



Figura 3.6 Rotor de una
Turbina Kaplan

Está formado por un número determinado de palas o álabes, de 2 a 4 para saltos de pequeña altura y de 5 a 9 para saltos de mayor altura. En las turbinas Kaplan todas y cada una de las palas del rotor están dotadas de libertad de movimiento, pudiéndose orientarse dentro de ciertos límites sobre sus asientos respectivos situados en el núcleo, llamado también cubo del rodete adoptando posiciones de mayor o menor inclinación respecto al eje de la turbina según órdenes recibidas del regulador de velocidad.

3.2.4 Fenómenos anómalos en las turbinas hidráulicas.-

Las turbinas hidráulicas, al ser máquinas complejas de grandes dimensiones, están bajo la acción de elevados esfuerzos mecánicos, lo que puede dar origen a rozamientos, agarrotamientos, etc. Además, al estar bajo la influencia directa del agua, tienen que soportar efectos hidráulicos desfavorables para su correcto funcionamiento, como son erosiones, corrosiones, etc. Así mismo, ha de tenerse en cuenta el efecto abrasivo que ejerce la arena contenida en el agua, sobre las piezas situadas en su camino.

Prescindiremos de analizar los efectos anómalos puramente mecánicos, que pueden ser estudiados en los tratados de Mecánica, y nos centraremos en dos fenómenos que influyen negativamente en el funcionamiento idóneo de un grupo, si no se adoptan las medidas adecuadas para eliminarlos o, por lo menos, reducirlos al máximo. Así tenemos:

- Cavitación.
- Golpe de ariete.
- Fisuras

3.2.4.1 Cavitación.-

Consiste en la formación, dentro de las masas líquidas, de espacios huecos o cavidades llenas de gas o vapor, producidas por una vaporización local debida a acciones dinámicas; las burbujas originadas al hervir el agua, o la efervescencia de bebidas carbónicas, nos pueden servir como ejemplos sencillos de apreciación. Técnicamente, el fenómeno es más complejo, y se debe a reducciones de presión dentro del seno de los líquidos, cuando se mueven a grandes velocidades, manteniendo la temperatura ambiente, condiciones que favorecen la vaporización.

Refiriéndonos al agua, se considera que las sustancias que lleva disueltas (aire, gas, partículas sólidas, etc.), junto con las variaciones de presión generadas por la turbulencia de las masas líquidas, interrumpe la continuidad de éstas, lo que da lugar a la creación de cavidades microscópicas. En su estado natural, el agua contiene aire en disolución, siendo la cantidad disuelta tanto mayor cuanto más elevada es la presión. Se distinguen dos tipos de cavitaciones: cavitación en burbuja o transitoria que es en la cual las burbujas aparecen repentinamente sobre el contorno del cuerpo sólido sumergido en el líquido, que crecen en extensión y desaparecen.

Así como la cavitación estacionaria o laminar, en la cual las burbujas se forman en el contorno del cuerpo y permanecen sobre él, mientras no varían las causas productoras. La cavitación se hace presente en tuberías, turbinas, bombas hidráulicas, hélices, superficies sustentadoras y conductoras de líquidos, etc.

El fenómeno de cavitación reduce la velocidad a la que pueden funcionar las máquinas hidráulicas, disminuyendo su rendimiento, por la acumulación de burbujas de vapor que perturban la afluencia normal de las masas líquidas. Además de producir ruidos y vibraciones, es causa de una rápida y constante erosión de las superficies en contacto con el líquido, aun cuando éstas sean de hormigón, hierro fundido, aleaciones especiales, etc.

Ejemplos: Erosiones en palas fijas, palas directrices, álabes, etc.

Las erosiones formadas sobre superficies metálicas, muros, etc., se denominan usualmente cavitaciones, y los razonamientos que explican la aparición de las mismas son, todavía, motivo de controversia.

Teóricamente, exponemos que cuando en el interior de un líquido se forman burbujas de cavitación, crecen a máximo tamaño en un espacio de tiempo brevísimo (aproximadamente 2 milisegundos) debido a fuertes disminuciones de presión. En un siguiente rompimiento de estas, al ser arrastradas a una zona de mayor presión, durante un tiempo igualmente cortísimo, las partículas de líquido se precipitan hacia el centro de la burbuja y superficies sólidas sobre las que cada una de ellas estaba fija.

Cavitaciones formadas en los álabes del rodete de una turbina Francis, tal proyección de partículas, se realiza virtualmente sin impedimento a velocidades muy altas. El fenómeno se repite con una frecuencia de 25000 ciclos por segundo e incluso mayor. Se calcula que, las tensiones superficiales producidas por estas acciones, son del orden de 1.000 atmósferas, valor lo suficientemente elevado como para producir grietas, por fatiga del material, en relativamente poco tiempo.

3.2.4.2 Golpe de ariete.-

Imaginemos una tubería de goma de suficiente elasticidad, de igual manera consideramos que se dispone de una válvula y cuyo cierre se puede realizar a gran velocidad. En condiciones normales de circulación del líquido, éste fluye a velocidad y caudal constante, siempre y cuando el nivel en el depósito permanezca invariable. La tubería, en tales circunstancias, no sufre ninguna alteración y su sección se mantiene uniforme en todo el recorrido.

Dando a la válvula la orden de cierre, el cual se produce de forma instantánea, llegaríamos a observar los fenómenos siguientes en la conducción:

En el tramo entre el depósito y la válvula, y concretamente junto a ésta, se origina una sobrepresión brusca que ocasiona una deformación de la

tubería, puesta de relieve por un ensanchamiento elástico de sus paredes. Que se propaga hacia el depósito con cierta velocidad, requiriendo, la sobrepresión, un tiempo de desplazamiento. Al llegar al depósito, desaparece la sobrepresión inicial produciéndose una contracción en la tubería en el sentido descendente hacia la válvula. El fenómeno se repite, aunque con menor intensidad hasta que se amortigua por completo, debido a rozamientos, etc. En el tramo desde la válvula en adelante, y a partir de ésta, se crea una depresión en el instante del cierre, que causa una contracción de las paredes del conducto elástico, transmitiéndose a toda su longitud, volviendo a su diámetro original una vez que el líquido se evacua por completo. Del ejemplo antes propuesto podemos deducir que, al interrumpir con rapidez la corriente de un líquido que circula con cierta velocidad a través de un conducto, se producen fuertes variaciones de presión sobre las paredes interiores de éste y del elemento que corta al caudal suministrado como consecuencia del cambio brusco en el movimiento del líquido dentro de la conducción cerrada, provocándose impactos de consideración sobre todas las superficies expuestas a dichas alteraciones.

Además de las deformaciones motivadas por las sobrepresiones y depresiones mencionadas, se presentan vibraciones y otros efectos perjudiciales que pueden ocasionar roturas, aplastamientos y otros desperfectos en las tuberías y sus equipos, tales como anclajes, válvulas, etc. La totalidad de dichos efectos se originan, así mismo, en mayor o menor

grado, cuando se disminuye o desvía el movimiento de la masa líquida que aporta un cierto caudal. El golpe de ariete se presenta en las tuberías siempre que se realizan maniobras rápidas en los dispositivos que abren, cierran o regulan el paso de agua, como son válvulas, compuertas de tomas, etc. Igualmente se produce cuando existen disminuciones bruscas de la potencia solicitada al generador debido a la repentina disminución del caudal de agua en respuesta a la actuación de los equipos de regulación.

Los efectos del golpe de ariete, especialmente importantes en conductos de gran longitud, y más significativos al cerrar el paso de agua, se pueden atenuar, e incluso llegar a impedir, accionando lenta y progresivamente válvulas, compuertas, etc, y, primordialmente, mediante la instalación de las chimeneas de equilibrio, en las cuales, al actuar como pozos se amortiguan las variaciones de presión. Para el proyectista, es de trascendental importancia el estudio del posible golpe de ariete existente en cada conducción, basándose en cálculos de gran complejidad, al objeto de obtener el diseño correcto de la misma, el asentamiento adecuado de los elementos de cierre y aquellos otros dispositivos que contrarresten, dentro de lo posible, los efectos perjudiciales debidos a maniobras inadecuadas, que pudieran acarrear gravísimas consecuencias.

Los valores de las presiones surgidas en un golpe de ariete, están en razón directa del cambio brusco de velocidad del líquido.

El tiempo necesario, para que una onda se desplace desde el origen de la perturbación hasta el extremo libre y regrese, se llama periodo crítico de una turbina. Se distinguen golpes de ariete positivos, por ejemplo los producidos al cerrarse el paso de agua hacia una turbina, al disminuir la potencia solicitada al generador; y golpes de ariete negativos, caso de abrirse dicho paso de agua debido a la necesidad de aumentar la potencia suministrada.

Cuando se origina un golpe de ariete positivo, la onda elástica, al encontrar menor resistencia en la chimenea de equilibrio que en la propia tubería, se dirige hacia aquella, provocando una elevación del nivel de agua en el depósito o galería de expansión, produciéndose una desaceleración en la columna líquida. Por el contrario, cuando el golpe de ariete es negativo, desciende el nivel de agua en la chimenea, apareciendo una aceleración del agua en la tubería. En las tuberías de presión de gran longitud, el agua tarda más tiempo, que en las de corto recorrido, en acelerarse o desacelerarse lo necesario para acoplar la velocidad del agua a cada nuevo régimen de carga solicitado a la turbina. El golpe de ariete también se conoce como martillo de agua (waterhammer), y cuando se trata de oleoductos y fluidos distintos del agua se denomina surge.

3.2.4.3 Fisuras.- Dentro de los otros aspectos muy importantes a considerar, tenemos a las fisuras. Entendiendo como fisura la hendidura

longitudinal poco profunda o grieta en alguna clase de material. Estas se presentan cuando los esfuerzos o deformaciones exceden ciertos valores límites ocasionado por el tiempo y el continuo trabajo de estos equipos, factores adicionales que se juntan como aire y humedad, agua salada, atmósfera industrial, vapor de agua y otros gases, se juntan y combinan, y en conjunto contribuyen a la formación y generación de las fisuras en los equipos hidromecánicos como son las turbinas.

Después de cierto tiempo de operación de las turbinas es imperativo hacer un análisis sobre el nivel de fisuras que poseen estos equipos, aunque a ciencia cierta no existe un manual que indique con exactitud matemática cuando hay que hacer esta revisión, se tienen datos estadísticos y referenciales de tiempos medidos en horas relacionados con las capacidades de estas turbinas, estos datos son tomados en base a otras turbinas para las cuales se han realizado este tipo de trabajo de mantenimiento.

Una vez realizado esta inspección en las turbinas, en principio visual, se procede a hacer un análisis del estado de las mismas, ya sea programando un mantenimiento preventivo de las mismas.

En la figura 3.7 se muestra las fisuras del rodete de una turbina Francis, éstas son severas a lo largo del borde de sus alabes hasta con pérdida de material. La fisura se encuentra en el orden de los 300 mm de longitud.



Figura 3.7 Fisuras en rodete turbina Francis.

Para el mantenimiento preventivo habrá que considerar los aspectos como realizar una inspección visual y aplicar pruebas no destructivas entre las que están: ensayos de tintas penetrantes, ultrasonido y partículas magnéticas.

Cabe indicar que previo a los ensayos se realiza una limpieza según el nivel de inspección, con cepillo manual y solvente para eliminar residuos de pinturas, óxidos, grasas, escorias y otras impurezas que puedan enmascarar posibles defectos. Esta limpieza química es necesaria previa a inspeccionar las zonas por ensayos de tintas penetrantes y ultrasonido. En las figuras 3.8, 3.9, 3.10 se muestran las inspecciones del equipo realizada mediante ultrasonido, donde se verifican los espesores del alabe en dirección paralela

a la fisura, encontrándose diferentes espesores de acuerdo a la geometría del alabe.



Figura 3.8 Inspección del equipo mediante ultrasonido



Figura 3.9 Inspección del equipo mediante ultrasonido



Figura 3.10 Inspección del equipo mediante ultrasonido

CAPITULO 4

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

4.1.- GENERADOR Y EQUIPOS RELACIONADOS

4.1.1 Generalidades.- El tipo y capacidad del generador están determinados por los requerimientos normales de operación, los cuales deben corresponder a lo indicado en las bases técnicas de licitación, entre los parámetros de importancia a considerar tenemos:

- Tensión nominal.
- Capacidad.
- Frecuencia.
- Velocidad.
- Factor de potencia nominal.
- Condiciones ambientales.
- Disponibilidad de combustible para el primomotor.
- Tipo de carga.

Las condiciones particulares que deben considerarse para definir las características constructivas del generador son: número de fases, clase de aislamiento, tipo de enfriamiento, sistema de excitación, tipo de conexión.

4.1.2.- Ubicación.- La ubicación o sitio en donde va a ser colocado el generador es un aspecto importante a tener a consideración así de esta manera los generadores y su equipo asociado deben ser seleccionados de acuerdo con las características particulares del sitio de instalación.

Dentro de las principales características del sitio de instalación que deben considerarse para seleccionar el generador eléctrico son:

Altitud sobre el nivel del mar.

Temperatura máxima, mínima y promedio.

Precipitación pluvial promedio.

Humedad relativa.

Presión atmosférica.

Áreas clasificadas.

Tipo de cimentación o anclaje.

En el diseño de las instalaciones eléctricas, se recomienda ubicar la mayoría del equipo en áreas no peligrosas con objeto de reducir la cantidad de equipo especial requerido.

4.1.3 Selección.- Los generadores eléctricos deben de seleccionarse de a los siguientes parámetros como son:

- ✓ Capacidad
- ✓ Velocidad
- ✓ Tensión nominal
- ✓ Tensión de excitación
- ✓ Frecuencia
- ✓ Elevación de temperatura

4.1.4 Protección.- Las condiciones mínimas anormales o fallas contra las cuales debe proporcionarse protección al generador son las siguientes:

- a) Falla del aislamiento de los devanados.
- b) Sobrecarga.
- c) Sobre temperatura de devanados y chumaceras.
- d) Sobre velocidad.
- e) Pérdida de excitación.
- f) Motorización del generador.
- g) Operación con corrientes no balanceadas.
- h) Pérdida de sincronismo.

Se debe establecer el mejor esquema de protecciones para el generador de acuerdo con su capacidad y tipo de configuración del sistema de distribución al cual alimenta.

Instrumentación.- Los instrumentos de medición y control, manual o automático, permiten determinar y ajustar el comportamiento dinámico del generador. La capacidad, tipo y sitio donde se instale el generador, determinará su nivel de instrumentación y control. El esquema básico debe ser:

- Interruptor del generador.
- Interruptor de campo.
- Cuadro de alarmas.
- Transferencia del regulador automático de la tensión.
- Interruptor neutro del generador.

Además de ello debe tener un tablero de control que a su vez debe contar como mínimo con la siguiente instrumentación y control en forma digital:

- Frecuencímetro.
- Voltímetro (barra y generación) con selector.
- Amperímetro de fase con selector.
- Voltímetro de excitación.
- Amperímetro de excitación.
- Wattímetro.

- Medidor de potencia activa.
- Medidor de potencia reactiva.
- Medidor de factor de potencia.
- Interruptor selector de control de tensión / factor de potencia.
- Interruptor selector de control de velocidad / carga.
- Control manual de la tensión.
- Medidor de temperaturas en el estator y aire de enfriamiento del generador.
- Medidor de temperatura del aceite de lubricación.
- Selector de termopares.
- Medición de vibración.
- Registrador de eventos.

4.2.- LINEAS DE TRASMISIÓN

4.2.1 Generalidades.- El diseño de la distribución eléctrica consiste en la selección de las líneas aéreas y subterráneas, y equipos necesarios, que entregan la energía eléctrica requerida y tendrán la flexibilidad necesaria para ampliarse y/o modernizarse con el mínimo de cambios a las instalaciones existentes.

4.2.2.- Distribución eléctrica por líneas aéreas.- El diseño eléctrico de un sistema de distribución aéreo en corriente alterna debe comprender el desarrollo y análisis de:

- Las necesidades de demanda.
- La estabilidad del sistema y el comportamiento transitorio.
- Selección del nivel de tensión.
- La regulación de la tensión y el flujo de energía reactiva.
- La selección de conductores.
- Las pérdidas de energía.
- El efecto de campos electromagnéticos.
- La selección del aislamiento.
- Los dispositivos de conexión e interrupción.
- La selección de los interruptores automáticos.
- Los relevadores de protección.
- La seguridad y el entorno ecológico.

Y con ello el diseño mecánico debe abarcar:

- Los cálculos de flechas y de tensiones.
- El tipo de conductor.
- La separación y disposición entre conductores.
- Los tipos de aisladores.
- La selección de herrajes y accesorios.

El diseño estructural debe incluir:

- La selección del tipo de estructura.
- Los cálculos de cargas mecánicas.

- Las cimentaciones.
- Retenidas y anclas.

Otros aspectos importantes que se deben considerar dentro del diseño:

- Localización del trazo de la línea de transmisión.
- Trazo del derecho de vía.
- Mecánica de suelos y topografía.
- Localización de estructuras.
- Vías de acceso.
- Factores sísmicos.
- Manifestación de impacto ambiental.

Los aisladores deben seleccionarse basándose en:

- La tensión eléctrica nominal a plena carga del circuito.
- La carga mecánica máxima.
- Los esfuerzos eléctricos (Impulso del rayo, sobre tensión de maniobra y efecto de la contaminación sobre la rigidez dieléctrica)

Cabe indicar que para lugares donde exista vandalismo se debe instalar aisladores tipo no cerámicos. Se deben de considerar normas como las que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales,

agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticos”

Estructuras para líneas aéreas.- Se consideran estructuras de media tensión para nuestro medio todas aquellas que soporten conductores cuya operación sea desde 13.2 hasta 69 KV. Las líneas con tensiones primarias menores a estos rangos, deben construirse con estructuras correspondientes a un nivel de tensión de 13 KV.

Todas las estructuras deben resistir las cargas especificadas para las cuales fueron diseñadas. Los postes deben quedar en posición vertical después de que el conductor haya sido tensado, a menos que la configuración de la estructura requiera inclinación para soportar los esfuerzos resultantes de las fuerzas estáticas.

Los postes de concreto que queden empotrados en terrenos salinos o de alta contaminación, se deben impermeabilizar con recubrimiento asfáltico. El conductor de puesta a tierra debe quedar al interior del poste y con salidas en la cara del poste en el lado de tránsito. Cuando las trayectorias de dos circuitos sean las mismas, se deben considerar estructuras independientes para cada uno de ellos, a excepción cuando los derechos de vía impidan la construcción normal.

Conductores aéreos.- El diseñador debe considerar para la selección de los conductores, los factores eléctricos, mecánicos, ambientales y económicos.

El tamaño nominal mínimo de los conductores a utilizarse debe estar acorde a lo especificado en el diseño.

Los conductores se deben normalizar con base en los siguientes criterios:

- Tamaño del conductor
- Material.- Se debe seleccionar el material del conductor (calibre) de acuerdo con lo siguiente:
 - ACSR: para todas las líneas aéreas construidas en ambiente normal.
 - Cobre: en todas las líneas en áreas de contaminación salina - química industrial, así como para acometidas a los servicios en media tensión.
 - Aluminio: en lugares cercanos a lagunas de aguas negras.
 - Conductor semi-aislado: en áreas arboladas.

La selección del tamaño del conductor debe basarse en las siguientes consideraciones:

- Corriente crítica de carga.
- Regulación de tensión.
- Corriente de falla.

- Resistencia mecánica.
- Efectos electromagnéticos.

Un criterio que limita el diseño de líneas, es la altura mínima del conductor arriba del terreno (por razones de seguridad),

En los planos correspondientes a líneas de distribución eléctrica aérea, se deben marcar las distancias interpostales sobre o bajo la línea del claro interpostal.

4.3.- SUBESTACIONES

4.3.1.- Generalidades.- La subestación funciona como elevadora ó reductora de tensión como parte integrante del sistema eléctrico, es la que me ayuda a incrementar o reducir los niveles de tensión en las distintas partes del sistema eléctrico. Para el diseño de la subestación se deben considerar los factores siguientes:

- Zona geográfica.
- Altitud sobre el nivel del mar.
- Mecánica del suelo.
- Temperatura ambiente (mínima, media y máxima).
- Velocidad relativa del viento.
- Humedad relativa.

- Coordinación del aislamiento.
- Nivel de contaminación y agresividad del ambiente.
- Condiciones de seguridad para el personal.
- Acceso controlado a personal.
- Simplicidad en las maniobras de operación.
- Espacio para mantenimiento.
- Protección contra incendio.
- Grado de confiabilidad.
- Ubicación dentro del sistema.
- Localización del equipo.
- Relación de transformación.
- Niveles de tensión.
- Resistividad del terreno.
- Continuidad del servicio.
- Tipo de la instalación.
- Demanda de energía.
- Capacidad de corto circuito.
- Obstáculos subterráneos.
- Protección contra tráfico vehicular, público o de la planta
- Crecimiento futuro.
- Comunidades aledañas.

4.3.2.- Ubicación.- La subestación se debe ubicar en un área no peligrosa y próxima al centro de carga eléctrica de la planta. No se deben construir Subestaciones de alto nivel de voltaje a menos de 100 metros de la gasolinería más próxima. El área debe diseñarse de manera que permita instalar, operar y mantener al equipo sin que estorbe a los adyacentes y debe proveerse de las protecciones y accesorios necesarios para la seguridad del personal y del propio equipo.

No se deben diseñar subestaciones en terrenos que presenten obstáculos subterráneos tales como tuberías de agua, alcantarillas, drenaje pluvial, líneas de vapor, servicios eléctricos y otros. El diseño de la subestación debe proteger áreas reservadas y manglares del escurrimiento de sedimentación, derrames de aceite, y cambios en el flujo de descargas de aguas pluviales, El nivel de ruido audible generado por la operación de la subestación debe cumplir con lo especificado en los límites admisibles.

El arreglo de una subestación eléctrica consiste esencialmente en la distribución física de sus componentes (transformadores de potencia, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos) de acuerdo con las funciones a desarrollar.

Para el dimensionamiento de las Subestaciones eléctricas deben considerarse las siguientes separaciones de los componentes y sus conductores:

- Distancias a tierra entre partes vivas (energizadas) y estructuras a tierra, muros, rejillas y tierra.
- Distancias entre fases diferentes.
- Distancias de aislamiento entre las terminales de un aislador y entre conexiones a las terminales de un interruptor.
- Distancias entre secciones. Entre partes vivas y los límites de las zonas de mantenimiento (zonas de trabajo).

4.4.- TRANSFORMADORES

4.4.1.- Generalidades

Los transformadores por su capacidad pueden ser de transformadores de potencia y transformadores de distribución. Un transformador es considerado como transformador de potencia si este posee una capacidad mayor a los 500KVA, según algunas normas, y es considerado como un transformador de distribución cuando este tiene una capacidad de hasta los 500KVA.

Para la selección de un transformador deben de considerarse algunos parámetros, de entre los más importantes resaltamos los siguientes:

- Capacidad nominal
- Relación de transformación
- Número de fases.
- Número de devanados.
- Clase de enfriamiento.
- Frecuencia.
- Impedancia.
- Sobre elevación de temperatura.
- Clase de aislamiento.
- Nivel básico de aislamiento al impulso del rayo.
- Tipo de conexión.
- Cambiador de derivaciones.
- Ubicación interior o intemperie.
- Ubicación de boquillas.

En la figura 4.1 se presenta un transformador de potencia.



Figura 4.1 Transformador de potencia

CAPITULO 5

REGULADOR DE VELOCIDAD

5.1.- IMPORTANCIA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

Dentro de los parámetros a considerar en un buen sistema de potencia es que éste sea confiable y fiable, además que esté nos proporcione los niveles de voltaje y de frecuencia deseados. En esta última parte, es decir en estos parámetros como son el voltaje y la frecuencia, son indicadores de tener un buen sistema de generación de energía eléctrica. La estabilidad de voltaje debe de estar presente y no debe de cambiar bajo las diferentes condiciones de carga que pudiera presentar el sistema, claro que este voltaje pudiera cambiar bajo ciertos rangos mínimos de tolerancia.

De igual manera el valor de la frecuencia debe de mantenerse en un valor determinado para la protección de los equipos conectados al sistema además de que con ello evitar posibles problemas de sincronización con los demás generadores conectados al sistema.

La frecuencia del generador es un parámetro sumamente importante, debido a que afecta al funcionamiento de los otros dispositivos, así que debe de mantenerse dentro de un rango muy estricto, para ello se utiliza un controlador de velocidad del rotor, esto a menudo se logra variando la apertura de las válvulas de alimentación de la turbina.

5.2.- REGULADOR DE VELOCIDAD

El objetivo de este dispositivo es ejercer control sobre la velocidad de la turbina para que el generador suministre energía eléctrica con una frecuencia lo más cercana a la deseada, en nuestro caso, obtener una frecuencia de 60 Hz. Aún cuando se presenten perturbaciones tales como variaciones de la carga, disparo de otra fuente de generación, etc. En el caso de que el generador este acoplado a un sistema interconectado la frecuencia no se ve afectada debido a que el sistema interconectado es mucho más grande que el generador e impone su frecuencia al mismo.

Es importante mantener la frecuencia dentro de un rango muy preciso para evitar los problemas que pudiera ocasionar a los equipos conectados al sistema, como podrían ser por ejemplo: que lámparas fluorescentes no enciendan, motores eléctricos que no enciendan, en ambos casos debido a una baja frecuencia; y por otro lado el que un

generador pueda dañarse debido a la velocidad excesiva debido a una alta frecuencia.

Cabe indicar que en aquellas centrales hidroeléctricas que no tienen un sistema de regulación de la velocidad, una variación en la demanda de energía inmediatamente producirá un cambio en la velocidad de giro de la turbina; por lo tanto el alternador empezará a girar con una velocidad diferente a la sincrónica con la consecuente variación de la frecuencia y en el voltaje de línea.

Debido a lo antes mencionado se hace necesaria la existencia de un sistema que nos permita el tener un control de la velocidad de la turbina en un valor constante ante las continuas variaciones de la demanda que se pudieran presentar.

Existen básicamente dos maneras de controlar la velocidad del grupo generador-turbina:

- Por regulación del caudal de agua en la turbina.
- Por regulación de la carga.

5.2.1 Por regulación del caudal de agua en la turbina.

Para obtener una velocidad constante en el grupo turbina generador, existiendo una demanda variable, es necesario que la potencia de

ingreso a las turbinas sea igual a la potencia de salida del generador más las pérdidas.

Este equilibrio se logra regulando la cantidad de agua que ingresa a las turbinas, ya que de esta manera cuando se presente un incremento en la demanda, se procederá a abrir los álabes de las turbinas consiguiendo de esta manera que mas agua entre a las turbinas y con ella que la potencia de entrada se equilibre con la potencia de salida.

De manera similar, ante una disminución en la demanda se procederá a reducir el ingreso de agua a las turbinas, obteniendo una menor potencia en la entrada que se equipará con la menor potencia actual de salida.

La regulación automática de la velocidad por regulación de caudal proporciona un sistema con frecuencia y voltajes estables. Este tipo de sistemas se emplea cuando se prevé que en el sistema eléctrico existirán grandes fluctuaciones instantáneas en la demanda.

Existen algunos tipos de reguladores de velocidad entre los cuales tenemos: oleodinámicos, oleomecánicos, electro-mecánicos entre otros.

El flujo de agua que ingresa a las turbinas se lo controla por medio de los álabes de las mismas, esto es en las turbinas Francis, Kaplan, y por la válvula de agua o el deflector de chorro en las turbinas Pelton. El gobernador es el encargado de mover los álabes directrices o la aguja como respuesta a los cambios de velocidad que resultaren de las

distintas variaciones de carga que se pudieran presentar. El tipo de control generalmente utilizado es del tipo proporcional, integral, derivativo.

Los reguladores de velocidad deben de reunir de ciertas cualidades técnicas como son la de minimizar las variaciones de la frecuencia y minimizar el tiempo que demora en reestablecer la frecuencia nominal.

5.2.2 Regulación de la velocidad por medio de la carga

Una de las principales diferencias de este tipo de regulación con la regulación que se hace por medio del acceso del caudal que ingresa a las turbinas, radica en la potencia que se entrega. Debido que en la regulación por medio de cargas la potencia a la salida del generador permanece constante y no varia, a diferencia del otro tipo de regulación en el cual la potencia de salida iba muy íntimamente vinculada a la demanda. La potencia constante generada debe de ser igual o mayor a la potencia máxima esperada en la demanda. El exceso de potencia generada se disipará en forma de calor a través de resistencias sumergidas en agua o al aire.

Con el fin de lograr soluciones más económicas y sencillas en el mantenimiento y operación de los reguladores automáticos de velocidad, en la actualidad se ha desarrollado y utilizado el sistema de regulación

electrónica de carga. Este tipo de control no consiste en controlar el caudal de agua que ingresa a la turbina, sino que el alternador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga, a través de tiristores deriva la energía no consumida por la demanda a un sistema de disipación de energía como podría ser un grupo de resistencias.

El siguiente es un esquema en donde se muestra el regulador electrónico en el sistema. Figura 5.1.

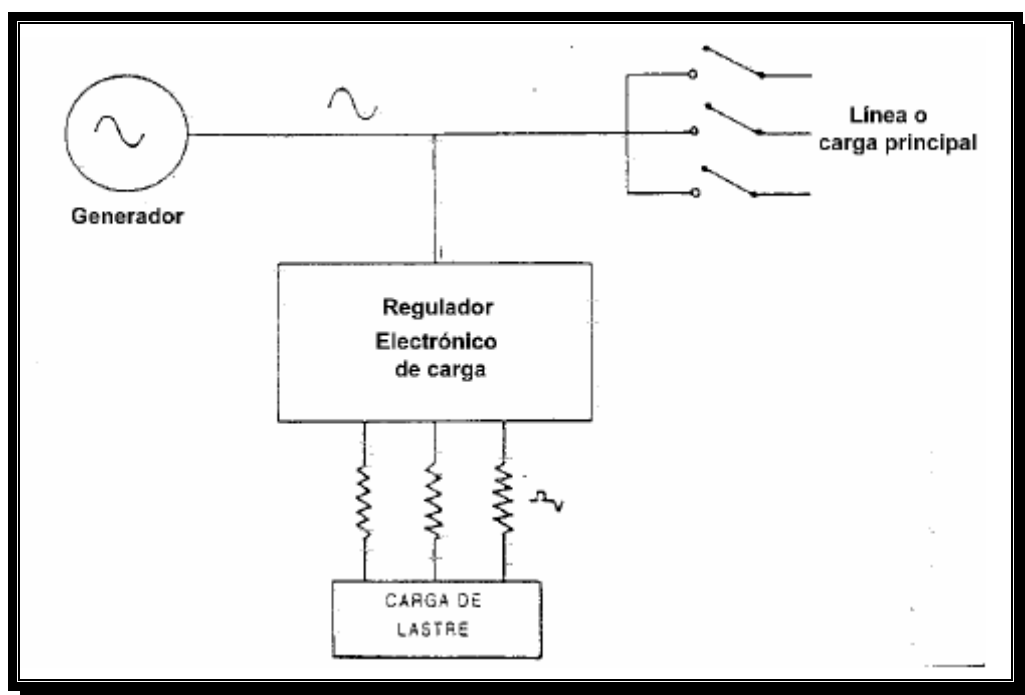


Figura 5.1 Esquema de un regulador de velocidad electrónico

La potencia entregada por el generador es consumida por la carga principal, si esta carga principal no absorbe toda la potencia que el

generador entrega, entonces el equipo electrónico conecta a las cargas adicionales para que absorban esta potencia en excedente que entrega el generador.

Algunas consideraciones adicionales sobre estos dos métodos son las siguientes, el método de regulación por caudal de agua es, en general el método más empleado en la regulación de las unidades hidroeléctricas, debido a que tiene la ventaja de que el consumo del recurso hidráulico se ajusta al necesario dependiendo de la potencia demandada, lo que permite el ahorro de este recurso sobre todo cuando hay posibilidades de almacenamiento o en los ríos con poco caudal de agua. Una de las desventajas con respecto a la regulación por carga, es que la respuesta dinámica del sistema de regulación ante una variación instantánea de la carga es más lenta, debido a que el tiempo de respuesta del sistema incluye a la inercia de las masas rotatorias.

El método de regulación de la frecuencia por carga complementaria tiene la ventaja, en comparación con la regulación por caudal, que la respuesta dinámica del sistema de regulación ante una variación instantánea de la carga es más rápida, pero tiene la desventaja del gasto innecesario de agua en la generación de la potencia disipada en la carga complementaria desperdiciando gran parte de la energía generada, por lo

que se limita su utilización a instalaciones con suficiente agua disponible siempre y cuando no interese o no sea significativo el exceso de consumo de agua. También hay que tener en cuenta que los bancos de resistencias de carga complementaria resultan más costosos en instalaciones de gran potencia.

5.3 SISTEMA OLEODINÁMICO

5.3.1 Generalidades

El sistema oleodinámico es una parte muy importante en la regulación de velocidad de las turbinas. El sistema oleodinámico es utilizado en la regulación de la velocidad por regulación del caudal de agua en la turbina. Este sistema permite aumentar o disminuir el nivel de caudal que ingresa a las turbinas y con ello regular su velocidad, por medio de la apertura o cierre, parcial o total de los álabes de las turbinas.

El sistema oleodinámico es un conjunto de elementos y dispositivos que coordinados trabajan para la correcta operación en la regulación de la velocidad de la turbina.

Entre los principales dispositivos y elementos que constituyen al sistema oleodinámico tenemos a los siguientes:

- Acumulador de energía
- Tanque de recolección
- Grupo de bombas

- Servomotores
- Válvula de carga
- Válvula de intermitencia
- Válvula de seguridad
- Válvula de distribución
- Válvula de retención

5.3.2 Producción y acumulación de aceite

Una parte fundamental del sistema oleodinámico es el acumulador de energía, lugar en el cual es almacenado el aceite que ha de circular por todo el sistema oleodinámico para el correcto funcionamiento de este sistema.

En este acumulador de energía además de tener almacenado aceite, también se encuentra aire a presión. La presión interna en este acumulador debe de estar en el rango de 50 a 55 bars.

La función del acumulador de energía es asegurar la disponibilidad de una cantidad de aceite con presión y caudal suficientes, fuera del caudal de las bombas y en los casos de emergencia (cuando estén las bombas paradas con el grupo en marcha) a los circuitos de mando de la turbina y válvula mariposa.

Los niveles de aceite y presión dentro del acumulador de energía se encuentran en el rango de 50 a 55 bars, valores para los cuales hay un correcto funcionamiento de todo el sistema oleodinámico, si la presión dentro de el acumulador de energía excede a los 55 bars de presión o por el contrario si la presión dentro del acumulador de energía bajara del nivel mínimo de presión esto es menor a los 50 bars, esto repercutiría de una manera negativa en el correcto funcionamiento del sistema.

Cabe indicar que si el nivel de aceite dentro del acumulador de energía es lo suficientemente bajo es decir, se tiene una baja presión, como consecuencia de ello no podrá asegurar la disponibilidad de una cantidad de aceite con presión y caudal suficientes, para los circuitos de mando de la turbina y válvula mariposa.

Por otro lado, en el caso en que la presión dentro del acumulador de energía sobrepase los 55 bars y con ello teniendo una sobrepresión en el tanque daría como resultado la explosión misma del tanque.

Junto al acumulador de energía se encuentra una válvula llamada válvula de intermitencia la cual tiene como objetivos principales el de censar la presión interna en el acumulador de energía y dar respuesta a alguna anomalía que éste presente, es decir, ante una baja presión o una sobrepresión tomar alguna acción correctiva.

A un determinado rango de presiones le corresponde un determinado nivel de aceite que le asegure un determinado volumen de aceite y de aire suficientes para las maniobras de los servomotores de turbina y válvula mariposa.

La presión interna dentro del acumulador de energía está constantemente variando entre los valores de 50 y 55 bars. Cuando ésta presión se acerca a los valores de los 55 bars, la válvula de intermitencia actúa abriendo la válvula de carga y con ello el aceite es enviado desde el acumulador de energía hacia el tanque de recolección por medio de la bomba, consiguiendo con ello la reducción de la presión interna dentro del acumulador de energía.

Para el caso contrario, es decir cuando la presión dentro del acumulador de energía sea baja y cercana a los 50 bars, la válvula de intermitencia reacciona ante ello cerrando la válvula de carga y con ello permitiendo el paso del aceite desde el tanque de recolección de aceite hacia el acumulador de energía y de ésta manera subiendo el nivel de presión dentro del rango permitido en el acumulador de energía por medio de la misma bomba.

5.3.3 Circuito de mando del distribuidor de la turbina.

Una parte esencial del mando del distribuidor de la turbina es la válvula de distribución, debido a que ésta es la que gobierna la apertura o cierre de los álabes de la turbina y con ello su velocidad.

El mecanismo se desarrolla de la siguiente manera: el regulador de velocidad envía una señal eléctrica de 4 a 20 mA. la cual va hacia un elemento transductor que es la servoválvula proporcional, éste elemento transforma la señal eléctrica que recibe en una señal analógica de presión, la cual va hacia la válvula de distribución y con ello la orden de accionar los servomotores que moverán al anillo de regulación y los álabes de la turbina.

Un circuito adicional y de importancia es el circuito de mando de la válvula mariposa y de su válvula de bypass. La función principal del circuito de mando de la válvula mariposa es la apertura y cierre de ésta válvula, a través de la válvula de bypass.

Una parte muy importante en el proceso de la apertura y cierre de la válvula mariposa y condición fundamental para su correcta operación es que el nivel de presión a ambos lados de la válvula mariposa, es decir tanto aguas arriba como aguas abajo de la válvula mariposa sean iguales, lo cual se logra con la válvula de bypass, debido a que ésta equilibra las presiones a ambos lados de la válvula mariposa, tanto en su apertura como en el cierre de la misma.

El mecanismo se da de la siguiente manera:

- Antes de abrir la Válvula Mariposa se debe abrir la Válvula de by-pass para equilibrar las presiones arriba y abajo de la Válvula Mariposa.
- La Válvula bay-pass es controlada por su correspondiente válvula.
- Cuando se excita el Mando del By-pass manda Presión y abre el by-pass, una vez que las presiones arriba y abajo de la válvula Mariposa son iguales se manda a la electroválvula de la válvula Mariposa y éste a su vez envía presión a la válvula de distribución.
- Luego de pasar la Presión por la Válvula, pasa por la Válvula Unidireccional que sirve para hacer doble efecto (tiempo diferente para la apertura y cierre), la presión es aplicada a los servomotores que abren la Válvula Mariposa y levantan el contrapeso.

CAPITULO 6

SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN

6.1.- ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN

El proceso de generación de energía eléctrica implica un conjunto de operaciones y maniobras donde se encuentran involucrados un sinnúmero de equipos.

La automatización como sistema es la encargada de realizar las tareas de control y supervisión de todos los elementos que ayudan a la generación de energía eléctrica.

Este control y supervisión puede ser automático o semiautomático.

6.1.1 Ventajas y beneficios.- Dentro de las principales ventajas y beneficios podemos citar las siguientes:

- Se obtiene una mejor calidad en el desarrollo del proceso, en este caso el de generación de energía eléctrica, cabe indicar que esto también dependerá de la eficiencia del sistema que se ha implementado.

- Se obtiene una información actualizada de todos los eventos que están ocurriendo en cada etapa del proceso de generación de energía eléctrica.
- Permite obtener una lectura rápida de análisis en el momento que se quiera realizar un diagnóstico en alguna parte de proceso de generación de energía eléctrica.
- Se obtiene un aumento en la seguridad de las instalaciones y además en la protección de los trabajadores.

6.1.2 Principales sistemas empleados.

Entre los principales sistemas de automatización que se emplean tenemos los sistemas SCADA y los sistemas DCS.

Sistema SCADA.

El sistema SCADA, es básicamente un software que permite al operador supervisar y controlar todas las etapas en algún proceso dado.

De manera general para la implementación de un sistema SCADA, se utiliza múltiples unidades terminales remotas, además de una estación remota y computador con HMI, y una infraestructura de comunicación.

El RTU es un dispositivo por medio del cual, el operador realiza el control sobre ciertos procesos locales. El RTU, recepta la información de los elementos de campo y de los respectivos estados que estos puedan tener, o ya sea alguna variable a medir de interés como podría ser la temperatura o la

presión. Una vez obtenida esta información, la misma es enviada hacia la estación maestra en donde se encuentra el operador, para que éste realice las labores de supervisión y de control.

Una vez obtenida la información, el operador puede realizar alguna acción de control, si es el caso. La orden del operador es enviada hacia el RTU, el cual recibe la información y ejecuta las tareas de control enviadas por el operador sobre los distintos elementos de campo.

Con respecto a la estación maestra, se encuentra comprendida por los servidores y el software responsable para comunicarse con los dispositivos de control como son los RTUs, PLCs. En un sistema SCADA pequeño, la estación maestra puede ser una sola computadora, pero para un sistema SCADA mucho más grande la estación maestra puede estar comprendida por muchos servidores.

La manera en que un sistema SCADA opera es recolectando la información tales como valores que toman las variables en los equipos en las etapas de un proceso como por ejemplo, el estado de una válvula, si ésta se encuentra abierta o cerrada, el nivel de presión en un tanque, la temperatura en una caldera, etc. Todos estos datos son recibidos por los dispositivos de control como son los RTUs, PLCs, éstos luego de recibir la información la envían a través de algún medio de comunicación como puede ser a través de una red de comunicación, hacia la estación maestra, la cual tomará los datos para luego almacenarlos en una base de datos, y de manera continua

presentárselos al operador que se encuentra a cargo de la supervisión y control del proceso.

Por medio del software HTM, se presentan los datos al operador pero de una manera gráfica haciendo de esta manera mas fácil la visualización del estado de los equipos y de las variables medidas, por ejemplo, el estado de una válvula abierta, será representado tal vez por un gráfico de una válvula en color verde que indicará que esta se encuentra abierta, o por otro lado para el nivel de fluido de un tanque, se presentará en la pantalla de una computadora el dibujo de un tanque con un cierto nivel de líquido.

Una vez que el operador tenga la información y la pueda ver de manera gráfica en la computadora, el operador podrá tomar decisiones de control, si así lo considera, de cada una de las etapas, del proceso.

Desde su computadora él podrá por ejemplo abrir una válvula que se encuentra cerrada, o viceversa. Está orden que pone el operador, es enviada a través de algún medio de comunicación hacia los dispositivos de control y éstos actúan sobre los elementos de campo.

Cabe indicar que en estos sistemas SCADA, el control de los procesos es realizada por el operador a través de los dispositivos de control.

Sistemas DCS.

El DCS, es otro sistema por medio del cual se pueden realizar tareas de control de manera similar a lo que realizan los sistemas SCADA.

Estos sistemas generalmente son aplicados a procesos que son continuos.

Al igual que el sistema SCADA, el sistema DCS, emplea dispositivos de control como son los PLC, los cuales realizan las tareas de control de una manera automática.

En este sistema la comunicación entre los dispositivos de control es muy importante, debido a que son éstos los elementos sobre los cuales reside la tarea de control sobre cada una de las etapas del proceso.

En este tipo de sistemas de automatización se obtiene un control distribuido sobre cada una de las etapas en las cuales se ha dividido el proceso, es decir, cada una de las etapas tiene su propio controlador, que responde por el control de esa única etapa del proceso.

Con ello, si por algún caso en una de esas etapas del proceso, esa etapa tiene algún inconveniente, solo se ve afectado esa etapa del proceso y no todo el proceso. De esta manera se disminuye el riesgo que se paralice todo el proceso, al dividir el control del todo proceso en algunas etapas y algunos controladores.

Cada uno de estos controladores debe ser universal, es decir cada uno de los controladores tiene incorporada todas las funciones que demanda el proceso a controlar.

La información de lo que está pasando en cada uno de los procesos, es presentada a los operadores en una estación de trabajo, en donde se

encuentra algún computador en donde llega la información de lo que ocurre en cada una de las etapas del proceso, y el operador esté al tanto de la misma. El fallo en cualquiera de los componentes del sistema del DCS, afecta solo a una pequeña parte del proceso, es decir en la parte en la cual se dio el fallo.

6.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA

6.2.1 Topología de red. La topología de una red es la forma en que los equipos, cables y demás componentes en una red se encuentran interconectados entre sí. El tipo de topología que se utiliza en alguna red, afecta al desempeño de la red, en lo concerniente en aspectos como la rapidez de la misma, la confiabilidad, robustez que esta pudiera tener así como la posibilidad de una expansión futura de la misma.

6.2.1.1 Tipos de topologías.

La topología de una red es tanto física como lógica:

La topología física describe cómo están conectados los componentes físicos de una red.

La topología lógica describe el modo en que los datos de la red fluyen a través de componentes físicos de la red.

Existen cinco topologías básicas:

- Bus. Los equipos están conectados a un cable común compartido.

(Fig. 6.1)

- Estrella. Los equipos están conectados a segmentos de cable que se extienden desde una ubicación central, o concentrador. (Fig. 6.2)
 - Anillo. Los equipos están conectados a un cable que forma un bucle o anillo alrededor de una ubicación central. (Fig. 6.3)
 - Malla. Los equipos de la red están conectados entre sí mediante algunos cables. (Fig. 6.4)
 - Híbrida. Dos o más topologías utilizadas juntas. (Fig.6.5)
- **Topología de bus.** Figura 6.1 Topología tipo bus.

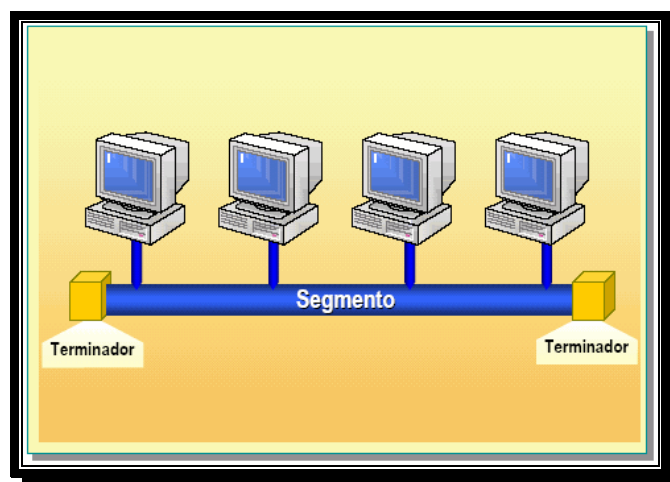


Figura 6.1 Esquema de una topología tipo bus.

En una topología tipo bus, todos los equipos que constituyen la red se encuentran unidos por medio de un cable común principal, al cual se conectan cada uno de los equipos. Este cable posee en sus dos extremos

unos dispositivos llamados terminaciones. La información que es enviada desde y hacia cada uno de los equipos viaja a través de este cable común. Si este cable principal sufriera algún daño, ya sea que sea cortado físicamente o no tuviera alguno de los dispositivos en sus extremos, la comunicación a través de la red se detendría a causa de esta anomalía.

Cabe indicar además que el número de equipos conectados a este cable común influye en el rendimiento de la red, ya que si hay mas equipos conectados al cable, mucha más información se trataría de enviar a través de este único cable y con ello la red se pondría mas lenta además que incrementaría el ruido de la misma.

➤ **Topología en estrella.**

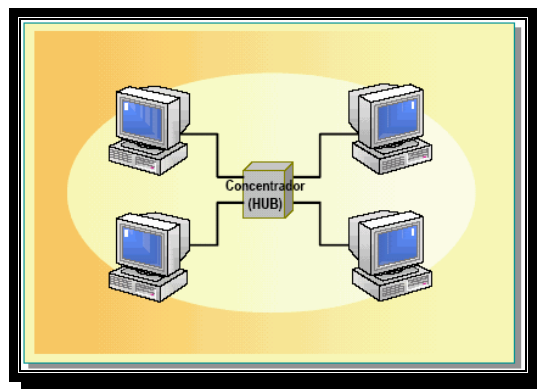


Fig. 6.2 Topología tipo estrella

En una topología en estrella, todos los equipos se encuentran conectados a un elemento o dispositivos común llamado concentrador. Este concentrador es el que permite la comunicación y en envío de datos de cada uno de los

equipos. De esta manera si un equipo deseara enviar alguna información a otro equipo, esta información debe llegar primero al concentrador para luego ser destinada al equipo de destino.

Una ventaja de la topología en estrella es que si uno de sus equipos falla, únicamente este equipo es incapaz de enviar o recibir datos. El resto de la red funciona normalmente. El inconveniente de utilizar esta topología es que debido a que cada equipo está conectado a un concentrador, si éste falla, fallará toda la red.

➤ **Topología en anillo**

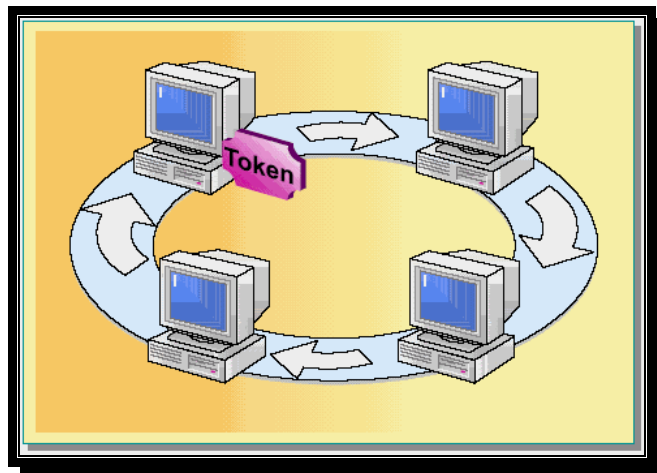


Fig. 6.3 Topología tipo anillo

En una topología en anillo, los equipos están conectados con un cable de forma circular. A diferencia de la topología de bus, no hay extremos con terminaciones. Las señales viajan alrededor del bucle en una dirección y pasan a través de cada equipo, que actúa como repetidor para amplificar la

señal y enviarla al siguiente equipo. La ventaja de una topología en anillo es que cada equipo actúa como repetidor, regenerando la señal y enviándola al siguiente equipo, conservando la potencia de la señal. El inconveniente de una topología en anillo es que los equipos sólo pueden enviar los datos de uno en uno en un único Token Ring. Además, las topologías en anillo son normalmente más caras que las tecnologías de bus.

➤ **Topología tipo malla.**

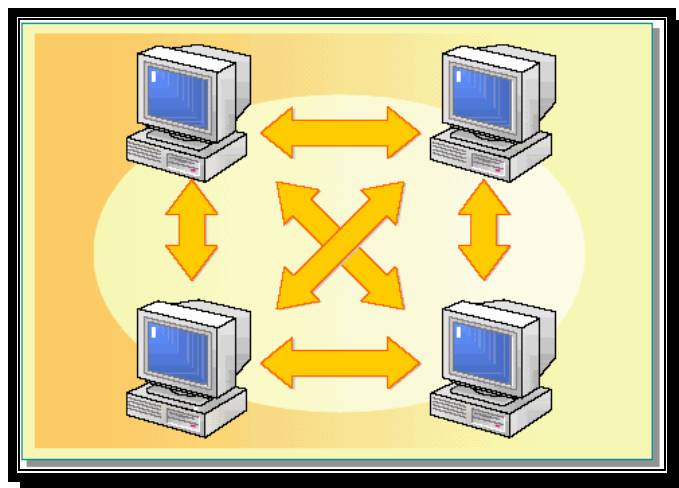


Fig. 6.4 Topología tipo malla

En una topología de malla, cada equipo está conectado a cada uno del resto de equipos por un cable distinto. Esta configuración proporciona rutas redundantes a través de la red de forma que si un cable falla, otro transporta el tráfico y la red sigue funcionando.

Una de las ventajas de las topologías de malla es su capacidad de respaldo al proporcionar múltiples rutas a través de la red. Debido a que las rutas redundantes requieren más cable del que se necesita en otras topologías, una topología de malla puede resultar cara.

➤ **Topologías híbridas.**

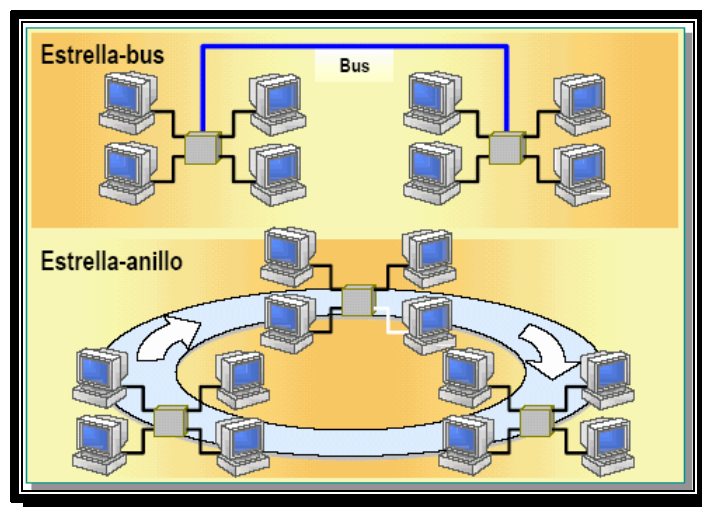


Fig. 6.5 Topología híbrida

En una topología híbrida, se combinan dos o más topologías para formar un diseño de red completo. Raras veces, se diseñan las redes utilizando un solo tipo de topología. Por ejemplo, es posible que desee combinar una topología en estrella con una topología de bus para beneficiarse de las ventajas de ambas. Cabe indicar que en una topología híbrida, si un solo equipo falla, no afecta al resto de la red. Normalmente, se utilizan dos tipos de topologías híbridas: topología en estrella-bus y topología en estrella-anillo.

En estrella-bus: En una topología en estrella-bus, varias redes de topología en estrella están conectadas a una conexión en bus. Cuando una configuración en estrella está llena, podemos añadir una segunda en estrella y utilizar una conexión en bus para conectar las dos topologías en estrella.

En una topología en estrella-bus, si un equipo falla, no afectará al resto de la red. Sin embargo, si falla el componente central, o concentrador, que une todos los equipos en estrella, todos los equipos adjuntos al componente fallarán y serán incapaces de comunicarse. En estrella-anillo: En la topología en estrella-anillo, los equipos están conectados a un componente central al igual que en una red en estrella. Sin embargo, estos componentes están enlazados para formar una red en anillo.

Al igual que la topología en estrella-bus, si un equipo falla, no afecta al resto de la red. Utilizando el paso de testigo, cada equipo de la topología en estrella-anillo tiene las mismas oportunidades de comunicación. Esto permite un mayor tráfico de red entre segmentos que en una topología en estrella-bus.

6.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA

6.3.1 Generalidades

La arquitectura de un sistema es el conjunto de cada uno de los componentes, sean estos programas, software, elementos de control, etc,

que constituyen la red de un sistema, que de manera conjunta operan y trabajan para el buen desempeño de la misma.

Así de esta manera la arquitectura de un sistema hace uso de un sinnúmero de herramientas ya sean estas herramientas de hardware y de software para que de manera conjunta los datos a través de toda la red puedan fluir y transmitirse de una manera segura y oportuna de acorde a las demandas y necesidades del mismo, cabe de indicar que de todos estos dispositivos dependerá el tener una red confiable y robusta.

6.3.2 Métodos de acceso

Método de acceso es el conjunto de reglas que definen como un equipo que se encuentra conectado a la red pondrá poner sus datos en la red y también como este mismo equipo podrá tomar datos de la red.

Cabe indicar además que los métodos de acceso ayudan a regular el flujo de tráfico de todos estos datos que son colocados en la red por los equipos.

Dentro de los principales métodos de acceso tenemos a los siguientes:

- Método de acceso múltiple por detección de portadora.
 - Por detección de colisiones
 - Por anulación de colisiones.
- Método de paso de testigo.
- Método de prioridad de demanda.

METODO DE ACCESO MULTIPLE POR DETECCION DE PORTADORA POR DETECCION DE COLISIONES (CSMA/CD).

En este método de acceso cada uno de los equipos que se encuentran conectados a la red, verifican y comprueban el tráfico de los datos que hay en la misma red. Los equipos solo pueden transmitir si el cable de red se encuentra libre y disponible.

Una vez que el cable se encuentre libre los equipos podrán enviar los datos e información a través del cable de red, teniendo en consideración que lo harán uno a la vez.

Cuando un equipo se encuentre enviando alguna información a través de la red ningún otro equipo podrá enviar información hasta que la información que envió el primer equipo haya llegado a su destino y el cable de red vuelva nuevamente a estar libre y disponible.

Cabe indicar que si dos equipos tratasen enviaran sus datos a través de la red de una manera simultánea, esto daría como resultado una colisión de estos datos. Cuando dos equipos quieren transmitir datos al mismo tiempo, ambos equipos dejan de transmitir sus datos por un periodo de tiempo aleatorio que es establecido por cada uno de los equipos, luego de lo cual cada equipo vuelve a transmitir sus datos en espera de un acceso libre al cable.

Cada equipo establece su propio tiempo de espera aleatorio con lo cual se reduce la posibilidad de que vuelvan a transmitir de manera simultánea. Evitando de esta manera las colisiones de los paquetes de datos que son enviados por los equipos a través de la red.

Un parámetro a tener a consideración es la distancia que pudiera existir entre los equipos, debido básicamente a la atenuación y el debilitamiento de la señal a medida que se aleja del origen.

Es por eso que este método de acceso de detección portadora por anulación de colisiones no es apropiado para distancias de 2.5 Km. en adelante, debido a que para equipos que se encontrasen a una distancia de 2.5 Km. o mas, no podrían detectar si el cable se encuentra libre para poder transmitir los datos, lo que conllevaría a que existiera una colisión de los datos que han sido transmitidos por estos dos equipos que se encuentran a una gran distancia.

Si más de un equipo transmite datos en la red al mismo tiempo, se producirá una colisión de datos y los datos se estropearán. Cabe indicar además que a mayor cantidad de equipos conectados en la red, mayor tráfico de datos habrá en la red. A medida que aumenta el tráfico en la red aumenta la posibilidad de tener y producir colisiones. De esta manera CSMA/CD puede convertirse en un método de acceso lento. Si la red esta muy saturada, es posible que los intentos de varios equipos por enviar información a través de la red produzcan colisiones en la red con los paquetes de otros equipos.

METODO DE ACCESO MULTIPLE POR DETECCION DE PORTADORA CON ANULACION DE COLISIONES (CSMA/CA).

El acceso múltiple por detección de portadora con anulación de colisiones (CSMA/CA) es el método de acceso menos popular. En CSMA/CA, cada equipo indica su intención de transmitir antes de transmitir los datos. De esta forma, los equipos detectan cuándo puede ocurrir una colisión; esto permite evitar transmitir colisiones. Al informar de la intención de transmitir datos aumenta el tráfico en el cable y ralentiza el rendimiento de la red.

METODO DE ACCESO POR PASO DE TESTIGO

En este método de acceso, circula por cada uno de los equipos que se encuentran conectados a la red y que integran el anillo un paquete especial de información llamado testigo.

Cuando un equipo del anillo necesite enviar datos a través de la red, tiene que esperar a un testigo libre. Cuando algún testigo se encuentra libre y algún equipo desea enviar algún dato o información, este se apodera del testigo para de esta manera poder enviar la información.

Mientras alguno de los equipos este haciendo uso del testigo, los otros equipos no podrán transmitir información alguna. Debido a que solo puede haber un equipo utilizando el testigo, no se producen colisiones y no se pierde tiempo esperando a que los equipos vuelvan a enviar los testigos debido al tráfico que pueda existir en la red.

METODO DE ACCESO POR PRIORIDAD DE DEMANDA

Al igual que en CSMA/CD, dos equipos que utilicen el método de acceso con prioridad de demanda pueden causar contención si transmiten exactamente en el mismo instante. Sin embargo, con prioridad de demandas, es posible implementar un esquema en que ciertos tipos de datos tengan prioridad si existe contención.

Si el repetidor recibe dos peticiones de equipos que desean enviar su información al mismo tiempo, primero se servirá la petición que tenga mayor prioridad. Si las dos opciones tienen la misma prioridad, ambas peticiones se servirán alternando entre las dos. En red con prioridad de demandas, los equipos pueden recibir y transmitir al mismo tiempo debido al esquema de cableado definido por este método de acceso.

En este método se utilizan cuatro pares de hilos, que permiten dividir por cuatro las transmisiones, transmitiendo cada uno de los hilos del cable señales a 25 MHz.

En una red con prioridad de demandas, solo hay comunicación entre el equipo que envía la información, el hub y el equipo que recibe. Esto es más eficiente que CSMA/CD, que transmite avisos a toda la red. En prioridad de demandas, cada hub conoce los nodos finales y los repetidores que están conectados a él directamente, mientras que en el entorno de CSMA/CD, cada hub conoce la dirección de cada nodo de la red. La prioridad de

demandas tiene varias ventajas respecto a CSMA/CD, entre las cuales podemos citar las siguientes:

El uso de cuatro pares de hilos ayuda y facilita el envío de la información a través de la red, debido a que los equipos pueden enviar y recibir al mismo tiempo.

En la Figura 6-6 se muestra un esquema de una arquitectura de un sistema.

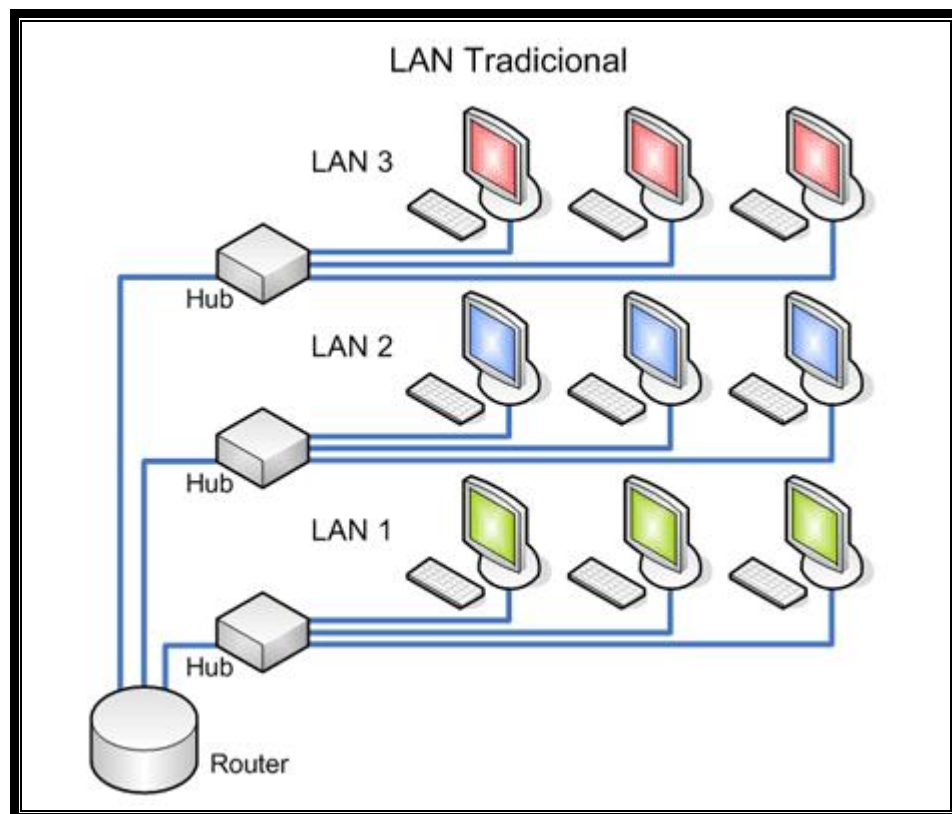


Figura 6.6 Esquema de una arquitectura de un sistema

6.4 CONTROL DE PROCESOS.

6.4.1 Generalidades

Las tareas de control de algunos procesos, como el de generación de energía eléctrica, son realizadas en ocasiones por los elementos de control de forma netamente automática, o en otras a través de un operador empleando los mismos dispositivos de control.

De entre los principales objetivos que se busca con un buen control de procesos podemos citar los siguientes:

- Que la operación del proceso se pueda realizar de una forma segura y estable.
- Que el operador pueda vigilar, comprender, intervenir en cada una de las etapas del proceso, cuando él lo crea necesario de una manera clara, segura y oportuna.
- Permitir intervenir al operador en los sistemas de control en cualquier momento para que este pueda cambiar algunas variables o parámetros de ser necesarios en cualquiera de las etapas del proceso.

De manera general el control de un proceso se lo realiza recolectando los datos o variables medidas en cada una de las etapas del proceso, realizando de esta manera una primera tarea de recepción o captación de datos, estos datos tomados son evaluados en otra etapa, para finalmente tomar alguna acción de control sobre cada una de las etapas del proceso, de ser necesario por su puesto. Este lazo de recepción, evaluación de datos y de actuación se repiten de manera continua.

En principio el equipo que lleva a cabo estas primeras funciones básicas es un ordenador.

El ordenador es el que ejecuta las tareas de control, supervisión y adquisición de datos, además permite tener un control mas avanzado del proceso junto con otras funciones administrativas.

Junto con ello, el ordenador incorporaba una pequeña base de datos en donde comienza a guardar los eventos que pasan en todo el proceso.

Además incorpora una unidad de visualización para mostrar de una manera más amigable lo que sucede en los procesos.

Una pequeña pero gran desventaja en el uso del ordenador en el control, es que a pesar de que funciona mejor el control, todo el control recae sobre la responsabilidad del ordenador, y con ello, si éste falla se cae todo el sistema. Para ello se comenzó a emplear una estructura jerárquica, en donde se tenían algunos niveles de control.

El ordenador acarrea muchísimas más responsabilidades, debido a que sobre él recaían las funciones, comunicaciones sobre todos los lazos del proceso, procesamiento ágil de datos, velocidad, ejecutar software, etc. Con ello se requería de un equipo grande, que ofrezca estos compromisos en todos los sentidos.

Un tipo de elementos de control son los controladores básicos, éstos también son elementos que forman parte del conjunto de control de procesos. Estos son pequeños controladores, controlan ciertas etapas del proceso de forma autónoma. Ejecutan controles básicos como son el integral, proporcional y derivativo.

Otro dispositivo de control es el Controlador Multifuncional. Este tipo de controlador utiliza un lenguaje de alto nivel y permite controlar procesos complejos en los que el controlador básico no puede, tales como:

Control de procesos por lotes discontinuos (batch). Un ejemplo puede ser una cadena de dosificación en la que no se fabrica siempre el mismo producto y hay que estar variando la consigna de los dosificadores de acuerdo al producto o receta que se esté fabricando en ese momento.

6.4.2 Estación de trabajo

La Estación de trabajo del operador es una parte muy importante en el control de procesos, debido a que ésta proporciona una comunicación entre el operador y las distintas variables que se encuentran en cada una de las etapas del proceso.

La información de las mismas es presentada por medio de programas de operación a los operadores, ingenieros y de manera general a todo el personal a cargo de las diferentes etapas del proceso.

De esta manera cada uno de ellos, podrá por ejemplo:

a.- El operador del proceso, podrá ver en la pantalla en todo momento algunas de las variables, alarmas, curvas de tendencia de alguna etapa del proceso, y podrá manipular las variables que él considere necesario.

b.- El ingeniero de proceso podrá editar los programas de control, hacer algunas otras representaciones gráficas de ser necesario, en el caso de que se incorporen o se supriman nuevas etapas en el proceso.

c.- El técnico de mantenimiento se dedicará desde la estación de trabajo, fundamentalmente, a diagnosticar y resolver problemas en los elementos de control distribuidos de la planta.

Cabe indicar que todos los elementos del control distribuido se encuentran perfectamente comunicados entre sí, consiguiendo de esta manera un buen funcionamiento en todo el proceso y sistema.

En la figura 6.7 adjunta se encuentra una estación de trabajo en donde se encuentran ubicados el personal que esta a cargo ya sea de la supervisión o de el control del todas las etapas involucradas en el proceso.



Figura 6.7 Estación de trabajo

6.4.3 Niveles de Control

Como ya se menciono anteriormente, en un control de proceso, el control se lo realiza por niveles, debido a que con esto, se reduce enormemente el nivel de riesgo de que todo el proceso se detenga o sufra alguna anomalía por la falla de algún ordenador principal.

Los niveles de control integran los lazos de control del proceso junto con los medios de comunicación que se posee para un correcto y efectivo funcionamiento del proceso.

El número de niveles que contenga un control de procesos no es fijo, ya que dependerá en gran medida de la complejidad en sí del proceso.

No obstante, para cualquiera que sea el número de niveles, estos deberán de incluir algunos niveles básicos, otros niveles intermedios, y también un nivel alto.

Con respecto al nivel básico en el control de procesos, éste es el nivel en que se encuentran aquellos elementos que están en contacto con el proceso, y por lo tanto, ajustados a los parámetros y variables que el proceso suministra y que se desea controlar. Algunos de los elementos que se encuentran en este primer nivel básico son los sensores, módulos de entradas y salidas, actuadores, etc.

Cabe indicar que estos elementos se encargan de comunicar las condiciones del proceso al sistema de control, además ajustan el proceso de acuerdo con las órdenes recibidas desde el sistema de control, del mismo nivel o superior. En un segundo nivel intermedio encontramos a los elementos controladores o dispositivos de control que realizan las tareas de control sobre los elementos de campo.

Estos dispositivos de control, reciben la información y con ello el valor de las variables en cada una de las etapas del proceso. Esta información es enviada a los ordenadores principales, para su respectivo almacenamiento, análisis y procesamiento, según sea el caso.

En los niveles superiores encontramos a los ordenadores, estaciones de trabajo, y también a algunos dispositivos de control, los cuales están encargados de llevar a cabo funciones como la de recolección de datos, análisis de éstos, el procesamiento de los mismos, para con ello enviar respuesta y ejercer control sobre los elementos de campo.

De esta manera, se consigue que el sistema de control, sea tan fuerte como un sistema centralizado, pero con la ventaja de que éste sea ahora más flexible, opere con mayor rapidez y seguridad.

Con ello se obtiene además, mas fiabilidad, debido a que si uno de los elementos, por ejemplo, en el nivel superior falla, las etapas del proceso no se detiene, ya que los elementos que operan en las etapas de nivel básico, siguen operando con las últimas instrucciones que estos recibieron de los elementos que se encuentran en los niveles superiores del proceso.

6.4.4 Comunicación entre diferentes niveles del control de proceso

La comunicación entres los diferentes niveles que existe en un control de proceso es muy importante. Debido a que de esto depende que el proceso a controlar se lleve a cabo de una manera segura y eficiente.

La comunicación entre los elementos que se encuentran en los distintos niveles debe ser rápida. La comunicación permite que los datos de las variables que se tengan que transmitir entre elementos que se encuentren en un mismo nivel o que se encuentren en otros niveles se cumplan de una manera rápida y eficiente.

El nivel de complejidad que tenga el sistema de comunicación dependerá de gran manera del tipo de proceso a controlar, también dependerá de cuales y que tipos de elementos intervienen en cada uno de los niveles de control, y del nivel de automatización que se pretenda conseguir.

De esta manera un proceso a controlar que tenga un cierto grado de complejidad y de automatización necesitará una sistema de comunicación entre los diferentes niveles, que se encuentre a la altura del mismo, estos dos aspectos deben ir a la par. De entre las ventajas que conseguimos con un buen sistema de comunicación podremos citar las siguientes:

- a.- Permite tener al operador, o personal a cargo ya sea del mantenimiento o proceso, una visualización en tiempo real de cada una de las etapas que hay en el proceso.
- b.- Se admite la observación y la intervención del operador en forma interactiva a través de un terminal con teclado y pantalla.

Por medio de las redes de áreas locales se consigue obtener una comunicación entres los distintos niveles en el control de procesos.

Es decir que los elementos que se encuentran en los niveles más altos puedan saber lo que se está realizando en cada una de las etapas del proceso en los niveles más bajos, además de poder ordenar y ejercer control sobre estos elementos que se encuentran en estos niveles bajos.

Entre las redes que permiten este tipo de comunicación tenemos a las redes Ethernet, Token Ring, entre otras. Estas redes de comunicaciones persiguen la uniformidad de las comunicaciones en el máximo número de niveles posibles.

Entre el tipo de redes más utilizadas tenemos a la red Ethernet.

La red Ethernet consiste en una serie de estándares, especificaciones que facilitan la comunicación entre la serie de dispositivos y de elementos conectados a la red.

Entre los principales estándares podemos citar los siguientes:

- 1.- Lógica tipo bus.
- 2.- El método de acceso es CSMA(CD)
- 3.- Emplea cable coaxial, par trenzado y fibra óptica.

Cabe indicar además que según el tipo de cable, topología y dispositivos utilizados para su implementación podemos distinguir los siguientes tipos de Ethernet.

- 10 base 5
- 10 base 2
- 10 base T
- 10 base FL

Las redes mencionadas anteriormente son utilizadas y empleadas en los niveles superiores del control de proceso, pero resultan ser muy caras y complejas para la comunicación de niveles inferiores.

Para la comunicación de estos niveles inferiores se emplean redes de nivel inferior también, con protocolo ágil, cableado fácil y barato, que permita

enlazar periféricos de bajo nivel a un control maestro. Esta red local de nivel inferior se denomina bus de campo. El bus de campo esta basado en procesadores simples y utiliza un protocolo mínimo para gestionar el enlace entre ellos. El que cumpla estas características antes mencionadas, no le resta al bus de campo fiabilidad ni posibilidades de expansión necesarias a este nivel.

Por medio del bus de campo se sustituyen las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control a través del tradicional lazo de corriente de 4-20 mA. Los buses de campo son normalmente redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus serie, que conectan dispositivos de campo como PLCs, transductores, actuadores y sensores.

Entre los buses de campo mas comúnmente empleados tenemos:

- ✓ HART
- ✓ PROFIBUS

El protocolo HART agrupa la información digital sobre la señal analógica típica de 4 a 20 mA DC. La señal digital usa dos frecuencias individuales de 1200 y 2200 Hz, que representan los dígitos 0 y 1 y que forman una onda senoidal que se superpone al lazo de corriente de 4-20 mA.

Como la señal promedio de una onda senoidal es cero, no se añade ninguna componente DC a la señal analógica de 4-20 mA.

El protocolo HART habilita la comunicación digital bidireccional con instrumentos inteligentes sin perturbar la señal analógica de 4-20 mA. HART permite la transmisión tanto de la señal analógica de 4-20 mA y la señal de comunicación digital simultáneamente sobre la misma instalación eléctrica. La información de la variable primaria de control es conducida por la señal de 4-20 mA, mientras las medidas adicionales, parámetros de proceso, configuración del dispositivo, calibración, y la información de diagnóstico es al mismo tiempo accesible a través del protocolo HART sobre los mismos cables.

Dentro de las principales características tenemos las siguientes:

- Permite soportar hasta 256 variables
- Los transmisores pueden conectarse entre sí a través de un bus y conectarse con 15 aparatos (PLC, PCs, etc.)
- Entrega una alternativa económica de comunicación digital.
- Implica un ahorro considerable en materiales eléctricos en las instalaciones multipunto.

PROFIBUS

(Process Field Bus) Norma internacional de bus de campo de alta velocidad para control de procesos normalizada en Europa.

Dentro de las principales características tenemos las siguientes:

- El método de acceso es por paso de testigo.
- La velocidad de transmisión se encuentra en el rango de 9.6 Kbit/s – 12 Mbit/s.
- El medio de transmisión puede ser a través de cables de dos hilos apantallado o por cables de fibra óptica.
- El número máximo de nodos es de 127.
- Admite algunas topologías como son la de tipo bus, estrella y anillo.

6.5.-CONTROL SUPERVISOR

6.5.1 Generalidades

Una parte muy importante en el control de un proceso, y en particular en el proceso de generación de energía eléctrica, es el manejo adecuado de cada una de las variables que se encuentran en cada una de las etapas del proceso de generación de energía eléctrica, así por ejemplo variables como: potencia eléctrica, revoluciones por minuto, posición, presión, nivel de algún fluido entre otras. El manejo de cada una de estas variables es muy importante debido ya que en esencia de eso depende que obtengamos energía eléctrica en las cantidades y tiempos coordinados.

Para obtener los valores de cada una de estas variables hacemos uso de los instrumentos de medición. Con estos instrumentos podemos sensar, registrar, transmitir, controlar, indicar la magnitud de la variable entre otras cosas.

Estos valores medidos o sensados son enviados a los respectivos dispositivos de control, para que estos ejerzan alguna acción de control, sobre esa etapa del proceso de ser necesario.

6.5.2 Control de la variable

En principio el control supervisor se fundamenta en el constante senso de cada una de las variables involucradas en cada una de las etapas del proceso de generación de energía eléctrica, y la reasignación o ajustes de cada una de las mismas variables en cada una de las etapas del proceso.

Así las variables que son medidas por los diferentes instrumentos de medición son constantemente comparadas con sus respectivos valores de referencia, para luego de lo cual ejercer algún tipo de control de ajuste en cada una de las variables de ser necesario.

En procesos en los que no se requiere un control muy preciso, el control dos posiciones on/off, puede ser adecuado. El funcionamiento del control de dos posiciones se ilustra en la figura 6.8. El líquido del tanque puede ser mantenido en una temperatura específica, la temperatura es la variable controlada en este tiempo. El vapor es la variable controlada.

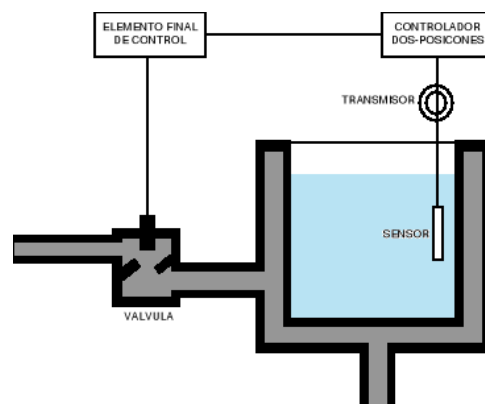


Figura 6.8 Control válvula de vapor abierta.

Los componentes en este lazo son: un censor, un transmisor, un controlador dos posiciones, y un elemento final de control, que en este caso es una válvula. La válvula sólo tiene dos posiciones: abierto o cerrado. Cualquier cambio en la temperatura del producto almacenado en el tanque es detectado por el censor, la señal detectada es transmitida al controlador. El controlador determina que la temperatura está por debajo del set point y envía una señal para abrir la válvula del vapor. La válvula abre incrementando el flujo de vapor (variable manipulada), para calentar el tanque.

Cuando el flujo de vapor en el tanque es iniciado, la temperatura regresará al valor del set point. La temperatura continuará subiendo hasta que una nueva acción sea tomada. Cuando la temperatura del líquido excede el set point,

una señal para cerrar la válvula es enviada al elemento final de control, como se muestra en la siguiente figura 6.9.

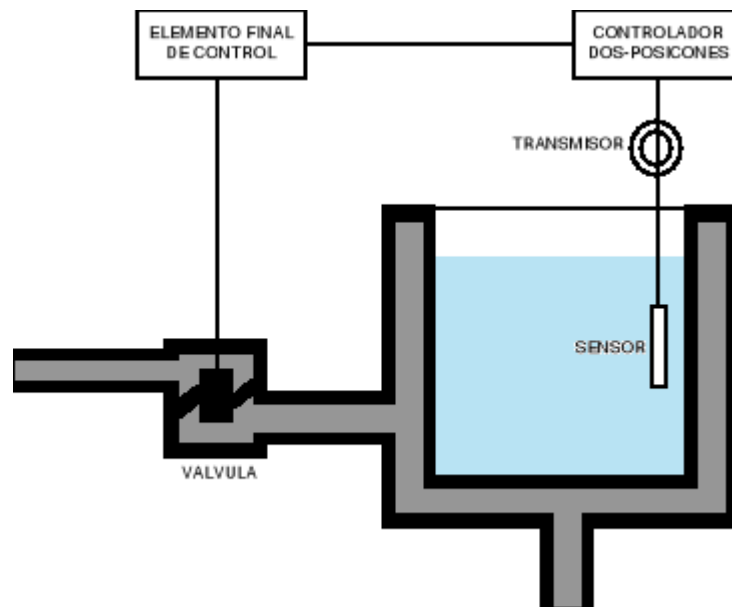


Figura 6.9 Válvula cerrada, elemento final de control.

Los valores de referencia de cada una de las variables se encuentran en el ordenador principal. A este ordenador llegan los datos de los valores de las variables de los distintos procesos, éste las compara con los valores de referencia de las mismas, para luego tomar una decisión de control sobre las mismas.

Así por ejemplo, para un grupo de ciertas variables se tiene como consigna, que éstas no cambien de valor, es decir que mantengan los mismos valores para los cuales fueron ajustadas, además de ello, estos valores deben de mantenerse constante en el tiempo.

Para lograr esto se hace uso de un control retroalimentado, como se observa en la figura 6.10, se tiene un lazo cerrado en el cual el valor de la variable a la salida de la etapa del proceso G es comparada con el valor de referencia, de una manera constante.

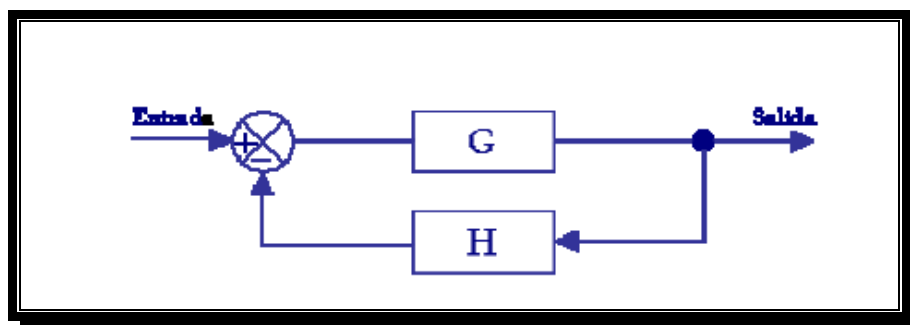


Figura 6.10 Control Retroalimentado

Para otra condición de otra etapa del proceso podríamos tener una situación en la cual se desee medir la perturbación de la variable, esto se podría dar en una etapa del proceso en la cual se tengan tiempos muertos grandes, en la cual el valor de la variable allá cambiado, debido a alguna perturbación o a alguna condición externa del medio. Como consecuencia de ello se tendría que al iniciar nuevamente esa etapa del proceso, ésta tendría valores de parámetros muy diferentes a los deseados para la consecución del mismo.

Para ello, la o las variables susceptibles a estas perturbaciones son medidas y comparadas antes del inicio de esa etapa del proceso, con ello se supervisa que el proceso se lleve a cabo de acuerdo a las condiciones y parámetros ya establecidas.

De entre las otras condiciones de las variables en las distintas etapas del proceso se tiene por ejemplo el buscar la estabilización de las mismas a un valor prefijado, como también el controlar el flujo o volumen de una variable en función de otra.

Para ello se ha de tener en cuenta aspectos importantes como, localizar las variables mas importante del proceso, localizar las variables básicas a controlar, localizar la variable que introduce la inestabilidad, determinar la velocidad de cambio de las señales, determinar cada que tiempo cambian estas señales de sus valores de referencia cuando no deberían hacerlo y determinar las causas que lo produjeron.

REFERENCIAS ESTADISTICAS

Uno de los aspectos tomar a consideración son los datos estadísticos de los valores que toman las variables en cada una de las etapas de los procesos. Este aspecto es importante debido a que nos permite ver las anomalías o anomalidades que pudieran surgir en algunas variables en ciertas etapas del proceso.

Además de ello nos permitirá preparar soluciones de aspecto preventivo para la aparición de problemas futuros en el proceso de generación de energía eléctrica.

En los ordenadores se tienen bases de datos en las cuales podemos obtener información detallada de cada una de las etapas, de los valores que tomaron las variables que participaron en ellas, además de un registro histórico de los problemas que pudieron haberse ocasionado en ellas.

El llevar un buen registro de lo que ocurre en las etapas del proceso, nos permite tener una idea mucho más clara del proceso en sí, ya que de esta manera sabremos si el proceso se está llevando de acuerdo a la planificación y parámetros deseados.

En el caso de haber una falla o alguna anomalía en alguna etapa del proceso, ésta queda registrada en los históricos de la base de datos, con lo cual se podrá establecer más adelante, las causas que la produjeron, con su posterior análisis para que este tipo de situaciones no se vuelvan a repetir.

6.6 RED LOCAL.

6.6.1 Aspectos Generales

Las redes de área local o también conocidas como redes LAN (Network Area Local), son redes de comunicaciones que son utilizadas por una organización a través de una distancia limitada, la cual permite a los usuarios conectados a la misma, compartir alguna información y recursos entre ellos, como son, espacio en el disco duro, impresoras, CD-ROM, etc.

La red local permite que tanto elementos de hardware como elementos de software se puedan interconectar con los distintos dispositivos que componen esta red local, permitiendo de esta manera, el flujo de la información a través de la red.

Los dispositivos que se encuentran conectados a la red pueden comunicarse entre sí, las velocidades de comunicación en este tipo de redes son elevadas pudiendo llegar al orden de los millones de bits por segundos dependiendo de gran medida del tipo de red que se este utilizando.

Las redes locales son sistemas confiables debido a que disponen de sistemas de detección y corrección de errores de transmisión, ayudando de esta manera a la eficiencia de la red. Dentro de una red de área local existen algunos ordenadores que sirven información, aplicaciones o recursos a los demás elementos que se encuentran conectados a la red. A estos ordenadores se les conoce con el nombre de servidores.

Estas redes de área local deben de proveer de alta fiabilidad, es decir deben de contar con fuentes alternativas de energía.

Todos los archivos podrían duplicarse en dos o tres máquinas, de tal manera que si una no se encuentra disponible o sufre algún daño o desperfecto, podría utilizarse alguna de las copias. La presencia de múltiples CPU significa que si una de ellas deja de funcionar, las demás máquinas conectadas a la red podrían realizar su trabajo, aunque se tenga un rendimiento menor.

En la figura 6.11 adjunta se encuentran algunos ordenadores que forman parte de una red de área local.

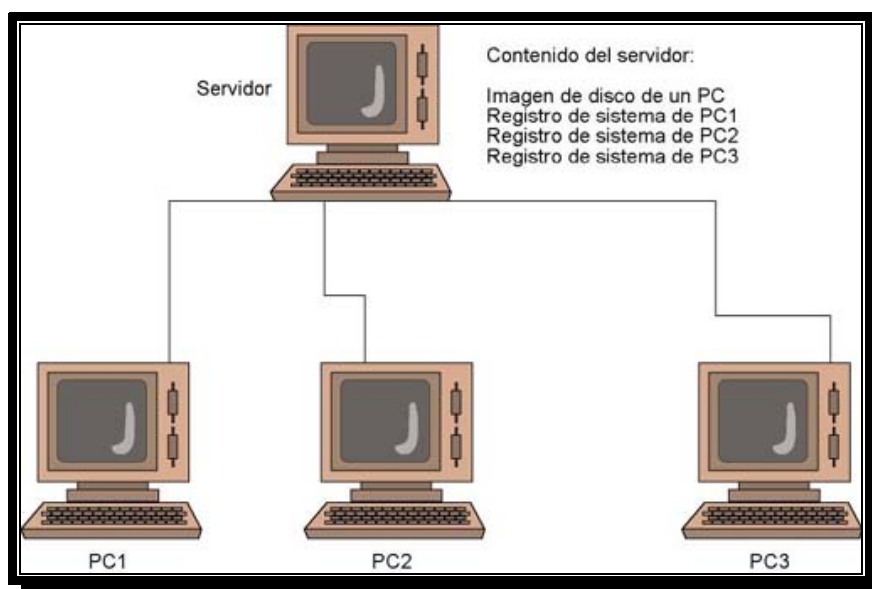


Figura 6.11 Esquema de una red local

6.6.2 Beneficios

Una red local bien planificada y bien implementada conlleva a múltiples beneficios a los usuarios que se encuentran conectados a la misma. Debido a que esta red aumenta la productividad de los ordenadores y demás elementos periféricos conectados a ella.

Por otro lado, si no se planifica y se instala de una manera no adecuada, esta red puede ser motivo de frustración, pérdida de tiempo y de valiosa información, y junto con ello también las pérdidas económicas.

Entre las ventajas que nos brinda el uso de estas redes locales tenemos:

- Nos permite compartir recursos existentes con los demás usuarios como son, impresoras, módems, escáner, etc.
- Permite intercambiar archivos.
- Simplifica el mantenimiento de las máquinas conectadas a la red.
- Permite acceder a servicios de información internos y externos.
- Se tienen copias de seguridad de los datos.
- Correo electrónico y difusión de mensajes.
- Actualización de software.

Un aspecto a considerar en las redes locales, es la persona que se encuentra a cargo de estas redes. Esta persona es el administrador, quien es el técnico responsable de la planificación y del correcto mantenimiento del sistema. El administrador mantiene los archivos y recursos, así como previene de consecuencias nefastas o calamidades al sistema, siguiendo los procedimientos de seguridad como son el tener antivirus actualizados, así como copias de seguridad entre otros.

También decide los privilegios de cada uno de los usuarios o grupos de usuarios que se encuentran conectados a la red restringiendo convenientemente el uso de sistemas vitales sólo al personal autorizado.

El administrador también a de ser responsable de mantener operativa la red local, decidir e implementar políticas de seguridad, dar privilegios a los usuarios, búsqueda de mayores capacidades, instalación de nuevos dispositivos tanto de hardware y de software.

CAPITULO 7

SISTEMAS AUXILIARES

7.1 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

El sistema de aire comprimido en la central hidroeléctrica es muy importante, debido a que principalmente suministra de aire comprimido a equipos o a componentes que lo necesiten, así como también permite la utilización de herramientas neumáticas y la ejecución de limpieza en las diferentes áreas.

El golpe de ariete en muchas ocasiones es el principal causante de las averías en las tuberías e instalaciones hidráulicas. En algunas ocasiones se origina debido a la interrupción del flujo a agua en la parada brusca de una bomba eléctrica, sin embargo para contrarrestar estos efectos negativos se utilizan tanques neumáticos con cámara de aire comprimido que puedan absorber la onda de presión.

Para producir aire comprimido se utilizan compresores que elevan la presión del aire al valor de trabajo deseado. Los mecanismos y mandos neumáticos se alimentan desde una estación central, el aire comprimido viene desde la estación compresora y llega a las instalaciones a través de tuberías.

Entre los principales componentes de una red de aire comprimido se tienen los siguientes:

El filtro del compresor, es un dispositivo utilizado para eliminar las impurezas del aire antes de la compresión con el fin de proteger al compresor y evitar el ingreso de contaminantes al sistema.

El compresor es el dispositivo encargado de convertir la energía mecánica en energía neumática comprimiendo el aire. Es post-enfriador es el encargado de eliminar gran parte del agua que se encuentra dentro del aire en forma de humedad. El tanque de almacenamiento almacena la energía neumática y permite el asentamiento de partículas y humedad. Los filtros de línea se encargan de purificar el aire hasta una calidad adecuada para el promedio de aplicaciones a la red.

7.2 SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

El objetivo principal de los sistemas de agua de enfriamiento es el de remover el calor que se genera en los equipos que participan en un sistema en este caso en el de generación de energía eléctrica.

En la industria y en cierto tipo de procesos es necesaria la implementación de un sistema de agua de enfriamiento para la absorción del calor que generan algunos equipos que intervienen en el proceso.

El agua es uno de los medios más comúnmente utilizados en el sistema de enfriamiento por su accesibilidad y bajo costo. Los sistemas de enfriamiento por agua son abiertos o cerrados, y el flujo de agua es de un solo paso como también puede ser circulante.

Los sistemas de enfriamiento por agua son de tres tipos: sistema de enfriamiento por agua de un paso (Fig. 7.1), cerrados recirculantes (Fig. 7.2) y abiertos recirculantes (Fig. 7.3).

Los siguientes son esquemas de estos tres tipos de sistemas

Esquema de un sistema de enfriamiento de un solo paso.

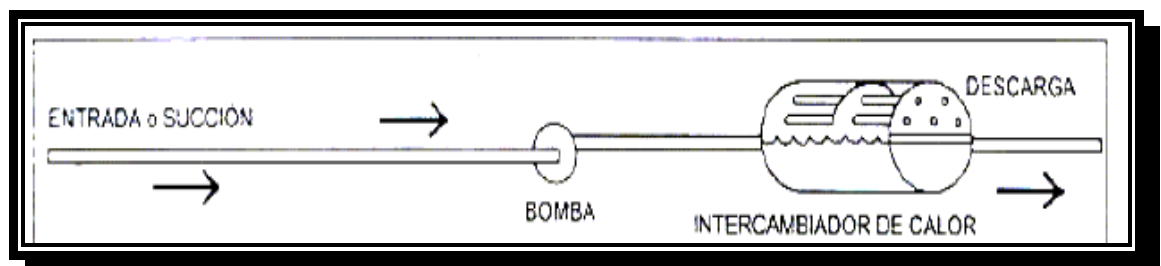


Figura 7.1 Esquema de un sistema de enfriamiento por agua de un paso

Esquema de un sistema de enfriamiento cerrado recirculante.

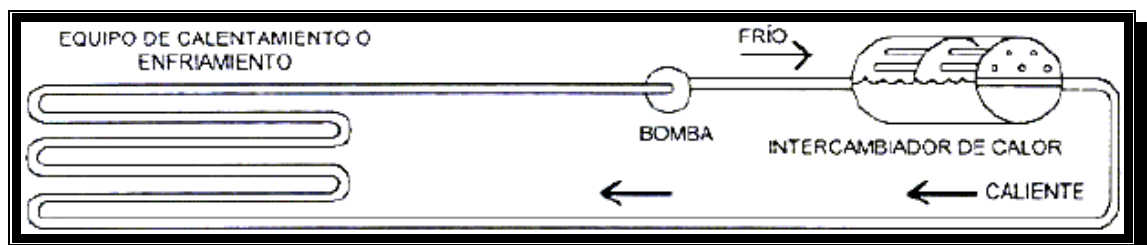


Figura 7.2 Esquema de un sistema de enfriamiento cerrado circulante

Esquema de un sistema de enfriamiento abierto recirculante

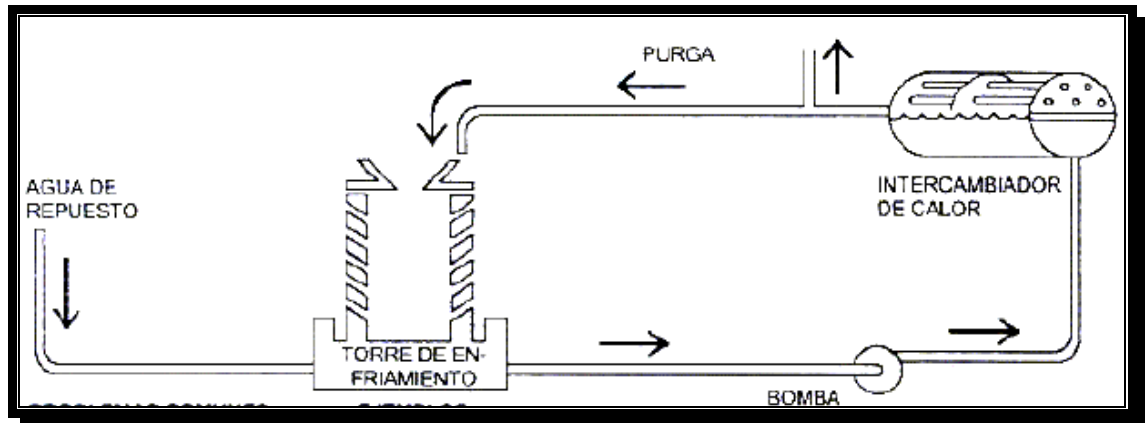


Figura 7.3 Esquema de un sistema de enfriamiento abiertos recirculantes

Las descargas del agua de enfriamiento son reutilizadas para otros fines como son por ejemplo limpieza de pisos y desagüe, limpieza de equipos, suplir los consumos de agua en los equipos de los sistemas auxiliares mecánicos, equipos de ventilación y aire acondicionado, generador de emergencia entre otros.

7.3 SISTEMA DE VENTILACION

La ventilación forzada es utilizada cuando la ventilación natural es insuficiente para satisfacer los requerimientos del sistema, como lo son por ejemplo, para controlar la temperatura y diluir los contaminantes que pudieran estar presentes en el ambiente en el cual se esta trabajando.

Cabe indicar que por medio de la ventilación se consigue la remoción de aire y gases calientes de una estructura, por la sustitución de un abastecimiento de un aire mucho más fresco. La ventilación forzada tiene también por objetivo proporcionar condiciones ambientales adecuadas a las personas y equipos electromecánicos que se encuentran en las diferentes partes del sistema.

Se tiene además una inyección de aire en la casa de máquinas y en la galería de cables mediante electroventiladores.

Entre los componentes del sistema de ventilación tenemos:

- Conductos de introducción y extracción del aire.
- Cierres metálicos de no regreso.
- Instrumentos de control.
- Rejas de toma de aire externo y de restitución.
- Aberturas y rejas de tránsito.
- Filtros de aire de introducción.
- Baterías de aire de introducción.

7.4 SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO

Este sistema tiene por finalidad mantener las condiciones ambientales de temperatura y humedad relativas requeridas por los equipos y el confort de las personas en las oficinas, en la sala de control y mando, salas de computadoras.

Este sistema se encuentra constituido por:

- Acondicionadores de aire.
- Órganos hidráulicos e instrumentación.
- Conductos de introducción y extracción.
- Difusoras y rejas.
- Armario eléctrico de distribución.

El equipo de acondicionamiento de las oficinas se encuentra previsto para que éste opere durante el día, tiempo en el cuál se encuentra el personal trabajando en las oficinas, no así el equipo de acondicionamiento en las salas de control por ejemplo, que se encuentra previsto para el servicio continuo.

7.5 EQUIPO DE PROTECCION CONTRA INCENDIO DE LOS GENERADORES.

El equipo provisto para este objeto está compuesto principalmente de un tablero de control de los equipos contra incendios, un sistema de detección de incendios y un sistema de presurización y pulverización de agua. Los sensores instalados alrededor de cada transformador detectan la presencia de fuego y envían una señal al panel de control de fuego que ordena la actuación del sistema de pulverización del agua.

Este sistema está conformado principalmente por los siguientes elementos:

- Tanque para almacenamiento de agua bajo presión.
- Compresores de aire.
- Tanque de reserva de aire comprimido.
- Bomba de agua para llenado del tanque al nivel prescrito.
- Central de señalización y mando.
- Panel de mando local.
- Sistema de detección de nivel para el tanque separador agua aceite.
- Panel de distribución.

7.6 SISTEMA DE DETECCION DE INCENDIO CASA DE MAQUINAS.

Este sistema es de naturaleza electrónico basado en detectores que emiten señales de alarma con la presencia de un conato de incendio, las cuales son transferidas a la central de señalización y mando que activa las bocinas, desconecta el sistema de ventilación y envía una señal al panel de control centralizado.

Entre los principales elementos empleados en este sistema tenemos los siguientes:

- Detectores iónicos de humo (gases de combustión visibles e invisibles)
- Detectores ópticos de humo (humos visibles)

- Detectores de llama (rayos infrarrojos)
- Pulsadores
- Bocinas interiores
- Bocinas exteriores

CAPITULO 8

ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

8.1 INTRODUCCION

La construcción de una central hidroeléctrica en cualquier región que ésta se encuentra tiene un impacto en el lugar y ambiente que la rodea. Este impacto puede ser positivo o negativo así como mayor o menor hacia el ambiente como para las personas que viven en la cercanía de la central hidroeléctrica.

Mediante el análisis de las actividades de construcción, operación y mantenimiento así como entorno ambiental de estas centrales hidroeléctricas se determinan sus posibles impactos que pueden producir en el ambiente.

8.2 PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES

La energía hidráulica es una energía renovable que no es considerada como una energía 100% limpia debido, fundamentalmente al impacto ambiental provocado por las construcciones de presas para el almacenamiento de agua.

Entre los aspectos a tener en cuenta para mantener el potencial hidroeléctrico con un desarrollo sostenible en materia ambiental tenemos los siguientes:

- Calidad de agua
- Erosión y transporte de sedimentos
- Hidrología y flujos medioambientales del río
- Especies endémicas y en peligro de extinción
- Paso de especies
- Plaga animales y vegetales en los embalses
- Aspectos sanitarios
- Actividad de construcción
- Sistema de gestión medio ambiental

8.2.1 Calidad de agua.- La construcción de presas y el estancamiento del agua puede alterar la calidad del agua desde el punto de embalse hasta la desembocadura del río. Los principales riesgos son la reducción del oxígeno en agua, así como cambio en la temperatura, y posible proliferación de enfermedades. Para disminuir estos impactos se emplean salidas de agua a diferentes niveles, además de trabajar de manera estrecha con las comunidades y autoridades locales para la solución de estos inconvenientes.

8.2.2 Erosión y transporte de sedimentos.- La creación de un embalse provoca cambios en el transporte de sedimentos del río, debido a que la sedimentación se produce de manera más pronunciada en el agua estancada.

8.2.3 Hidrología y flujos medioambientales del río.- De manera global, las represas provocan cambios en la hidrología y en el entorno del río, afectando de manera global a la biodiversidad. Este hecho no solo afecta a la fauna, sino también a las actividades humanas que se desarrollan en el río. Para ello las operaciones de la central deben incluir aportaciones de agua al curso del río para mitigar el impacto global sobre la cuenca. Estas aportaciones deben ser calculadas teniendo en cuenta cada uno de los problemas que se pretenden evitar, contando, además, con la opinión de las comunidades locales que se beneficien del curso del río.

8.2.4 Especies endémicas y en peligro de extinción.- La construcción de una presa puede poner en serio riesgo a especies amenazadas o únicas, debido a los cambios de hábitat natural, ya sea durante los trabajos de construcción o debido al estancamiento del agua. Río abajo también se producen alteraciones que pueden provocar daños. Además, pueden producirse mezclas bruscas de especies en caso de que se lleven a cabo trasvases entre diferentes cuencas, alterando el equilibrio de la fauna. Los riesgos sobre especies amenazadas deben ser estudiados y planificados

antes de la construcción. Las soluciones más habituales pasan por la rehabilitación del hábitat y la creación de zonas de reserva especialmente protegidas.

8.2.5 Paso de especies.- Muchas especies recorren el río a lo largo de su ciclo de vida en uno o ambos sentidos. En muchos lugares, la migración de peces como por ejemplo el salmón es un acontecimiento anual, que se ve seriamente afectado por las presas. Esta migración resulta de importancia vital para mantener las poblaciones de varias especies, y además de ello suponen grandes ingresos económicos para las poblaciones locales. El paso de las especies debe ser estudiado antes de la construcción de la presa, para determinar su localización de manera que afecte en la menor medida posible a especies migratorias. La migración a gran escala de algunas especies exigen medidas complementarias para evitar la mortalidad.

8.2.6 Plagas vegetales y animales en los embalses.- En algunos casos, los embalses, a largo plazo provocan problemas medioambientales debido a la introducción de especies exóticas o no adaptadas al hábitat. Los cambios en las condiciones del agua pueden facilitar la colonización de especies ajenas al entorno, creando plagas. Estos cambios pueden afectar incluso a la generación de electricidad, perturbando las conducciones por ejemplo, y al uso del agua corriente abajo, debido a la alteración de la calidad.

8.2.7 Aspectos sanitarios.- Los cambios producidos en el entorno por la construcción de presas pueden afectar a la salud pública, influyendo en la transmisión de enfermedades o en el consumo de alimentos contaminados como por ejemplo un pescado con altos niveles de mercurio. Los planes de salud pública deben ser consensuados con las autoridades locales, y deben incluir actividades de seguimiento de los niveles de contaminación del río. No obstante, también existen beneficios para la salud como son en áreas afectadas por una enfermedad como lo es la malaria, una adecuada gestión del caudal del río puede reducir las fuentes de la enfermedad.

8.2.8 Actividades de construcción.- Las actividades de construcción provocan alteraciones en el medio acuático y terrestre. Además, cuando la construcción se realiza cerca de algún asentamiento de alguna población, se deberá tener en cuenta la contaminación acústica y los problemas derivados de la generación de polvo. Para ello deben especificarse los planes para gestionar todos los riesgos derivados de la construcción, rehabilitando las zonas de excavación y gestionando el almacenamiento y manipulación de materiales químicos.

8.2.9 Sistemas de gestión medioambiental.- Es recomendable que cada una de estas centrales hidroeléctricas por construirse incorporen un sistema de auditoria medioambiental específicamente diseñado y adaptado a su entorno. Un sistema de gestión medioambiental deberá permitir la gestión integral de todas las actividades de la central, desde su construcción hasta el

final de su vida útil. Los programas de control integrados en el sistema deberán asegurar la continua mejora de la gestión medioambiental a lo largo de todo el proyecto.

8.3 CRITERIOS SOCIALES Y ECONOMICOS

Los proyectos hidroeléctricos tiene impactos positivos en la sociedad, debido a que contribuyen a aumentar la riqueza de las comunidades locales no solo con las actividades derivadas de la construcción y mantenimiento de las instalaciones, sino con el hecho de que proporcionan electricidad al entorno más cercano. Además de ello, aseguran el suministro constante de agua fresca de calidad, si se gestiona adecuadamente, así como proyectos de riego y efectos multiplicadores en beneficio de la comunidad.

No obstante, existen impactos negativos asociados a las grandes centrales, además de la alteración del entorno natural, que será más importante cuanto mayor sea la dependencia de la población humana de dicho entorno, existen problemas de carácter exclusivamente social como:

- Pérdida física de terrenos y propiedades inmobiliarias, que a veces afectan la totalidad de un núcleo de población.
- Transición a otros medios de supervivencia, especialmente en las comunidades más arraigadas al entorno.
- Pérdida de identidad cultural de la población y así como sus tradiciones.

Estos impactos, que son a menudo difíciles de gestionar, deben minimizarse con políticas de redistribución de posbeneficios entre la comunidad afectada, y con actuaciones complementarias dependientes de las autoridades locales.

CAPITULO 9

APLICACIÓN A CENTRALES ESPECÍFICAS

9.1 ANALISIS DE PROBABILIDAD DE CAPACIDADES FUERA DE SERVICIO.

A continuación se presentarán algunas opciones con respecto al número de unidades que son necesarias para la generación de energía eléctrica en alguna central dada y sus correspondientes valores de probabilidades de tener cierto número de unidades fuera de servicio.

Para ilustrar este análisis se tomo en consideración al proyecto Angamarca Sinda.

La capacidad de generación de este proyecto es de 50MW, para los cuales se presentan algunas alternativas de generación con respecto a la cantidad de generadores que se utilizarán para generar estos 50MW.

Así por ejemplo, se podrían presentar las siguientes alternativas (Tabla I):

ALTERNATIVA	Capacidad en [MW]
1	1 X 50 MW
2	2 X 25 MW
3	5 X 10 MW
4	3 X 10 MW 1 X 20 MW

Tabla I. Alternativas en la capacidad Instalada.

Cada una de estas alternativas satisface con los requerimientos de generación, pero no así los niveles de confiabilidad, debido a que para la primera alternativa toda la central depende de una sola unidad y si ésta tendría que salir ya sea por mantenimiento preventivo o correctivo la central queda fuera de servicio, no así para los demás casos en los cuales quedan algunas unidades operando.

En la alternativa 4 por ejemplo, si una de las 3 unidades de 10MW queda fuera de servicio, el impacto es mucho menor debido a que quedan 40MW de generación en servicio. A continuación se presentan algunos cuadros con las probabilidades de capacidades fuera de servicio para las diferentes alternativas.

Alternativa 1. Sistema de generación compuesto por una sola unidad de 50MW. (Tabla II)

Sistema de generación 1 X 50 MW

Unidad Fuera de servicio	Capacidad [MW]		Probabilidad Individual	Probabilidad Acumulada
	Fuera	Disponible		
0	0	50	0,98	1
1	50	0	0,02	0,02

Tabla II. Sistema de generación 1 x 50 MW

Alternativa 2. Sistema de generación compuesto por dos unidades de 25MW cada una. (Tabla III)

Sistema de generación 2 X 25 MW

Unidad Fuera de servicio	Capacidad [MW]		Probabilidad Individual	Probabilidad Acumulada
	Fuera	Disponible		
0	0	50	0,9604	1
1	25	25	0,0392	0,0396
2	50	0	0,0004	0,0004

Tabla III. Sistema de generación 2 x 25 MW

Alternativa 3. Sistema de generación compuesto por cinco unidades de 10MW cada una. (Tabla IV)

Sistema de generación 5 X 10 MW

Unidad Fuera de servicio	Capacidad [MW]		Probabilidad Individual	Probabilidad Acumulada
	Fuera	Disponible		
0	0	50	0,9039208	1
1	10	40	0,092236815	0,0960792
2	20	30	0,003764768	0,00384239
3	30	20	7,6832x10-5	7,761x10-5
4	40	10	7,84x10-7	7,872x10-7
5	50	0	3,2x10-9	3,2x10-9

Tabla IV. Sistema de generación 5 x 10 MW.

Alternativa 4. Sistema de generación compuesto por tres unidades de 10MW cada una. y una sola unidad de 20MW.

En la tabla V se muestra cuadro en donde se presentan las probabilidades individuales por las unidades de 10MW y en la tabla VI la probabilidad de tener a la unidad de 20MW fuera de servicio.

Sistema de Generación 3 x 10 [MW] 1 x 20 [MW]

Tabla 9,5 [3x10MW]		Tabla 9,6 [1x20MW]	
Capacidad. Out[MW]	Probabilidad	Capacidad. Out[MW]	Probabilidad
0	0,941192	0	0,98
10	0,057624	20	0,02
20	0,001176		
30	8x10-6		

Tabla V y VI. Sistema de generación 3 x 10 MW + 1 x 20 MW

En la tabla VII se muestra las probabilidades combinadas entre las unidades de generación de 10 [MW] y la unidad de 20 [MW].

Tabla 9,5 + [20MW] en servicio		Tabla 9,5 + [20MW] fuera de servicio	
Cap. Out[MW]	Probabilidad	Cap. Out[MW]	Probabilidad
0 + 0 = 0	0,92236816	0 + 20 = 20	0,01882384
10 + 0 = 10	0,05647152	10 + 20 = 30	0,00115248
20 + 0 = 20	0,00115248	20 + 20 = 40	2,352x10-5
30 + 0 = 30	7,84x10-6	30 + 20 = 50	1,6x10-7

Tabla VII. Probabilidades combinadas 1 x 10 MW + 1 x 20 MW

En la tabla VII se muestran las probabilidades totales para el sistema formado por estas 4 unidades.

Tabla de probabilidades de capacidades fuera de servicio.

Capacidad out [MW]	Probabilidad Individual	Probabilidad Acumulativa
0	0,92236816	1
10	0,05647152	0,07763158
20	0,0199762	0,02116008
30	0,00116024	0,00118388
40	$2,352 \times 10^{-5}$	$2,368 \times 10^{-5}$
50	$1,6 \times 10^{-7}$	$1,6 \times 10^{-7}$

Tabla VIII. Tabla de probabilidades de Capacidades fuera de servicio

CONCLUSIONES

- La creación de una central hidroeléctrica muy frecuentemente tiene impactos de tipo ambiental, social en las zonas aledañas a su construcción.
- Un mantenimiento preventivo y periódico a estas centrales hidroeléctrica ayudará a la prolongar la vida útil de todos los equipos y además de evitarse grandes problemas que pudieran surgir en el futuro.
- El nivel de confiabilidad que pudiera presentar una central hidroeléctrica dependerá en gran medida del número de unidades que tenga la misma. Es así por ejemplo para una central de generación de 50 [MW], y en la cual solo se posea una sola unidad de generación, el nivel de confiabilidad de la misma es extremadamente bajo, debido a que si por alguna circunstancia, ya sea por un mantenimiento preventivo o correctivo la unidad de generación tendrá que salir de servicio con ello toda la central, no así, si para la misma central se tuvieran 10 unidades de 5 [MW] cada una. Para este caso el nivel de

confiabilidad es considerablemente alto, debido a que por ejemplo en el caso eventual de que una unidad de generación tenga que salir ya sea por un mantenimiento preventivo o correctivo, la central hidroeléctrica sigue operando, ya que solo habrá perdido 1/10 de su capacidad de generación.

Numéricamente estos valores son 2% de probabilidad de tener una unidad fuera de servicio, para el primer caso. Y una probabilidad del $3,2 \times 10^{-7}$ % para el caso de tener 5 unidades fuera de servicio, en el evento que se tenga la misma central de 50 [MW], con 5 unidades de generación de 10 [MW] cada una.

- Las características de la unidad de generación y de la turbina en el proyecto Angamarca Sinde cuya potencia a instalar es de 50 [MW] son las siguientes:
 - Potencia Nominal 60 [MVA]
 - Tensión Nominal 13.8 [KV].
 - Corriente Nominal 2510.2 [A].
 - Factor de Potencia 0.9
 - Frecuencia 60 [Hz].
 - Número de fases 3

Con respecto al número de polos, velocidad, velocidad específica y a la correspondiente turbina se presentan las siguientes 3 alternativas:

Opción 1:

- Número de Polos: 12
- Velocidad: 600 [RPM]
- Velocidad específica: 117.44
- Turbina: Francis Normal.

Opción 2:

- Número de Polos: 16
- Velocidad: 450 [RPM]
- Velocidad específica: 88.082
- Turbina: Francis Lenta.

Opción 3:

- Número de Polos: 20
- Velocidad: 360 [RPM]
- Velocidad específica: 70.465
- Turbina: Pelton 4 Toberas.

Cabe indicar que en este proyecto Angamarca Sinde se asumió una sola unidad de generación y con ello una solo turbina.

- Las características de la unidad de generación y de la turbina en el proyecto Echandía Bajo 2 cuya potencia a instalar es de 8.40 [MW] son las siguientes:
 - Potencia Nominal 9.5 [MVA]

- Tensión Nominal 13.8 [KV].
- Corriente Nominal 397.45 [A].
- Factor de Potencia 0.9
- Frecuencia 60 [Hz].
- Número de Fases 3.

Con respecto al número de polos, velocidad, velocidad específica y a la correspondiente turbina se presentan las siguientes 6 alternativas:

Opción 1:

- Número de Polos: 20
- Velocidad: 360 [RPM]
- Velocidad específica: 213.29
- Turbina: Francis Rápida.

Opción 2:

- Número de Polos: 18
- Velocidad: 400 [RPM]
- Velocidad específica: 236.99
- Turbina: Francis Rápida.

Opción 3:

- Número de Polos: 16
- Velocidad: 450 [RPM]
- Velocidad específica: 266.62

- Turbina: Francis Rápida o Kaplan Lenta.

Opción 4:

- Número de Polos: 12
- Velocidad: 600 [RPM]
- Velocidad específica: 355.49
- Turbina: Francis E. Rápida o Kaplan Lenta.

Opción 5:

- Número de Polos: 10
- Velocidad: 720 [RPM]
- Velocidad específica: 426.59
- Turbina: Kaplan Normal.

Opción 6:

- Número de Polos: 8
- Velocidad: 900 [RPM]
- Velocidad específica: 533.24
- Turbina: Kaplan Rápida.

Cabe indicar que en este proyecto de Echandía Bajo 2 se asumió una sola unidad de generación y con ello una sola turbina.

- Las características de la unidad de generación y de la turbina en el proyecto Echandía Alto 1 cuya potencia a instalar es de 18 [MW]

son las siguientes:

- Potencia Nominal 20 [MVA]
- Tensión Nominal 13.8 [KV].
- Corriente Nominal 836.739 [A].
- Factor de Potencia 0.9
- Frecuencia 60 [Hz].
- Número de Fases 3.

Con respecto al número de polos, velocidad, velocidad específica y a la correspondiente turbina se presentan las siguientes 4 alternativas:

Opción 1:

- Número de Polos: 10
- Velocidad: 720 [RPM]
- Velocidad específica: 145.728
- Turbina: Francis Normal.

Opción 2:

- Número de Polos: 12
- Velocidad: 600 [RPM]
- Velocidad específica: 121.44

- Turbina: Francis Normal.

Opción 3:

- Número de Polos: 16
- Velocidad: 450 [RPM]
- Velocidad específica: 91.080
- Turbina: Francis Lenta.

Opción 4:

- Número de Polos: 18
- Velocidad: 400 [RPM]
- Velocidad específica: 80.960
- Turbina: Francis Lenta.

- El número de unidades ayudará significativamente a elevar el nivel de confiabilidad que presente la central hacia el sistema, no obstante a pesar de ser éste un criterio técnico muy importante en la práctica existen otros factores que condicionan al anterior, como lo son los aspectos económicos y financieros.

ANEXO

CÁLCULOS CORRESPONDIENTES A LOS PARÁMETROS DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN Y DE LA TURBINA.

PROYECTO *ANGAMARCA SINDE*:

Cálculos del Generador y de la Turbina:

Cálculo de la potencia **S**:

$$P = 50 \text{ MW}$$

$$F_p = 0.9$$

$$P = S \cdot F_p \rightarrow S = P / F_p = 50 / 0.9 = 55.55 \text{ MVA}$$

De $S = 55.55 \text{ MVA}$ a $S = 60 \text{ MVA}$

Debido a que dejamos aproximadamente 4.44 MVA de reserva, también por stock.

$$\rightarrow \mathbf{S = 60 [MVA]}$$

Voltaje nominal:

$$KV = 13.8$$

Debido a que nuestro sistema de generación tiene un voltaje de 13.8 KV.

$$\rightarrow \mathbf{KV = 13.8}$$

Corriente nominal:

$$S = \sqrt{3} I_L V_{LL}$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3}V_{LL}} = \frac{60MVA}{\sqrt{3} \times 13.8KV} = 2510.218[A]$$

$$\rightarrow I_L = 2510.218 [A]$$

Factor de potencia:

Fp = 0.9 Se lo asumió con un valor de referencia de 0.9 debido a que fue el que se vio en otro proyecto en donde el generador tenía un factor de potencia de 0.9 (Proyecto Paute).

$$\rightarrow Fp = 0.9$$

Numero de Fases: Debido a que nuestro sistema es un sistema trifásico, el número de fases es 3.

$$\rightarrow \text{Fases} = 3$$

Frecuencia: 60 Hz debido a que es la frecuencia que se utiliza en nuestro país.

$$\rightarrow \text{Frecuencia} = 60 \text{ Hz}$$

Cálculo del número de polos y de la velocidad:

n = velocidad del rotor del generador [RPM]

f = frecuencia [Hz]

p = número de polos

HP = Potencia en [HP]

H_N = Altura neta [m]

H_B = Altura bruta [m]

P = Potencia [MW]

$$n = \frac{120 \times f}{p} \Rightarrow p = \frac{120 \times f}{n}$$

El siguiente cuadro muestra la velocidad de rotación de el rotor en función del número de polos:

Número de Polos	Velocidad [RPM]
2	3600
4	1800
6	1200
8	900
10	720
12	600
14	514.2857
16	450
18	400
20	360
22	327.27
24	300
26	276.923
28	257.142
30	240
32	225

La caída bruta H_B de este proyecto es de 312.4 [m]

$$H_B = 312.4 \text{ [m]}$$

Con ello del diagrama se infiere que para dicha altura el rango de velocidad específica n_s se encuentra en el rango aproximado de 120 y 70 [RPM]

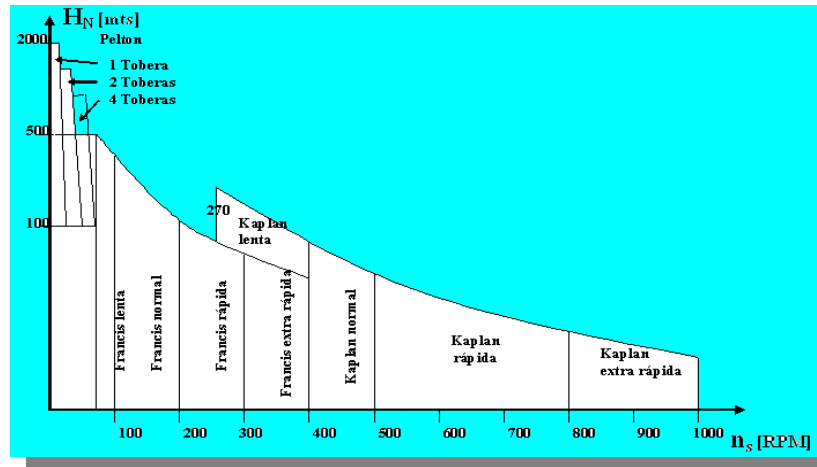


Figura 1.

→ de la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$P = 50$ [MW]

$HP = 50 \times 10^6 \text{ W} \times (1 \text{ HP} / 746 \text{ W}) = 67024.1286$ [HP]

$H_n = 312.4$ [m]

Entonces:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{67024.1286}}{312.4 \times \sqrt[4]{312.4}}$$

$$n_s = 0.19573841 \times n$$

$$n = \frac{n_s}{0.19573841}$$

Del rango aproximado de n_s se tiene:

$$n_{s(1)} = 120[\text{RPM}]$$

$$n_{s(2)} = 70 [\text{RPM}]$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(1)} = 120 [\text{RPM}] \rightarrow n = \frac{n_{s(1)}}{0.19573841} = \frac{120}{0.19573841} = 613.06[\text{RPM}]$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(2)} = 70 [\text{RPM}] \rightarrow$$

$$n = \frac{n_{s(2)}}{0.19573841} = \frac{70}{0.19573841} = 357.6201[\text{RPM}]$$

Con ello el rango de velocidades y polos estará entre los siguientes valores:

Velocidad [RPM]	Número de polos
600	12
450	16
360	20

De la expresión:

$$n_s = 0.19573841 * n$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 600 [\text{RPM}] \rightarrow n_s &= 0.19573841 * n \\ n_s &= 0.19573841 * 600 \\ n_s &= 117.44 [\text{RPM}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 450 [\text{RPM}] \rightarrow n_s &= 0.19573841 * n \\ n_s &= 0.19573841 * 450 \\ n_s &= 88.082 [\text{RPM}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 360 [\text{RPM}] \rightarrow n_s &= 0.19573841 * n \\ n_s &= 0.19573841 * 360 \\ n_s &= 70.465 [\text{RPM}] \end{aligned}$$

Con estos valores de n_s encontramos en el diagrama de la figura 1 las turbinas adecuadas para estas velocidades específicas.

De donde se obtiene las siguientes opciones:

# Polos	Velocidad (RPM)	Velo. Espec. (RPM)	Turbina
12	600	117.44	Francis Normal
16	450	88.082	Francis Lenta
20	360	70.465	Pelton 4 Toberas

PROYECTO *ECHEANDIA BAJO 2*:

Cálculos del Generador y de la Turbina:

Cálculo de la potencia **S**:

$$P = 8.40 \text{ MW}$$

$$F_p = 0.9$$

$$P = S \cdot F_p \rightarrow S = P/F_p = 8.40/0.9 = 9.33 \text{ MVA}$$

$$\text{De } S = 9.33 \text{ MVA a } S = 9.50 \text{ MVA}$$

Debido a que dejamos aproximadamente 0.17 MVA de reserva, también por stock.

$$\rightarrow \mathbf{S = 9.50 [MVA]}$$

Voltaje nominal:

$$KV = 13.8$$

Debido a que nuestro sistema de generación tiene un voltaje de 13.8 KV.

$$\rightarrow \mathbf{KV = 13.8}$$

Corriente nominal:

$$S = \sqrt{3} I_L V_{LL}$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{LL}} = \frac{9.50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV}} = 397.4512 [\text{A}]$$

$$\rightarrow I_L = 397.4512 [\text{A}]$$

Factor de potencia:

$F_p = 0.9$ Se lo asumió con un valor de referencia de 0.9 debido a que fue el que se vio en otro proyecto en donde el generador tenía un factor de potencia de 0.9 (Proyecto Paute).

$$\rightarrow F_p = 0.9$$

Numero de Fases: Debido a que nuestro sistema es un sistema trifásico, el número de fases es 3.

$$\rightarrow \text{Fases} = 3$$

Frecuencia: 60 Hz debido a que es la frecuencia que se utiliza en nuestro país.

$$\rightarrow \text{Frecuencia} = 60 \text{ Hz}$$

Cálculo del número de polos y de la velocidad:

n = velocidad del rotor del generador [RPM]

f = frecuencia [Hz]

p = número de polos

HP = Potencia en [HP]

H_N = Altura neta [m]

H_B = Altura bruta [m]

P = Potencia [MW]

$$n = \frac{120 \times f}{p} \Rightarrow p = \frac{120 \times f}{n}$$

El siguiente cuadro muestra la velocidad de rotación de el rotor en función de el número de polos:

Número de Polos	Velocidad [RPM]
2	3600
4	1800
6	1200
8	900
10	720
12	600
14	514.2857
16	450
18	400
20	360
22	327.27
24	300
26	276.923
28	257.142
30	240
32	225

La caída bruta H_B es de este proyecto es de 63.1 [m]

$H_B = 63.1$ [m]

Con ello del diagrama se infiere que para dicha altura el rango de velocidad específica n_s se encuentra en el rango aproximado de 200 y 570 [RPM]

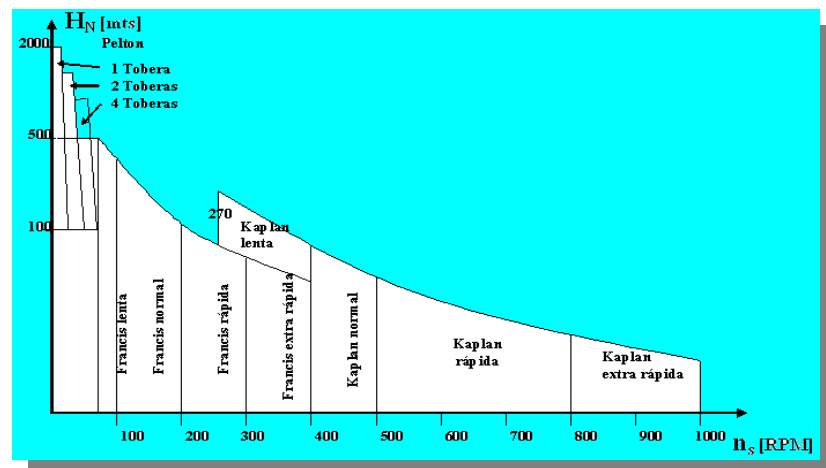


Figura 1.

→ de la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$$P = 8.40 \text{ [MW]}$$

$$HP = 8.40 \times 10^6 \text{ W} \times (1 \text{ HP} / 746 \text{ W}) = 11260.05362 \text{ [HP]}$$

$$H_n = 63.1 \text{ [m]}$$

Entonces:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{11260.05362}}{63.1 \times \sqrt[4]{63.1}}$$

$$n_s = 0.592492393 \times n$$

$$n = \frac{n_s}{0.592492393}$$

Del rango aproximado de n_s se tiene:

$$n_{s(1)} = 200 [\text{RPM}]$$

$$n_{s(2)} = 570 [\text{RPM}]$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(1)} = 200 [\text{RPM}] \rightarrow n = \frac{n_{s(1)}}{0.592492393} = \frac{200}{0.592492393} = 337.55 [\text{RPM}]$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(2)} = 570 [\text{RPM}] \rightarrow n = \frac{n_{s(2)}}{0.592492393} = \frac{570}{0.592492393} = 962.037 [\text{RPM}]$$

Con ello el rango de velocidades y polos estará entre los siguientes valores:

Velocidad [RPM]	Número de polos
360	20
400	18
450	16
600	12
720	10
900	8

De la expresión:

$$n_s = 0.592492393 \cdot n$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 360 [\text{RPM}] \rightarrow n_s &= 0.592492393 \cdot n \\ n_s &= 0.592492393 \cdot 360 \\ n_s &= 213.29 [\text{RPM}] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 400 \text{ [RPM]} &\rightarrow n_s = 0.592492393 \cdot n \\ &n_s = 0.592492393 \cdot 400 \\ &n_s = 236.99 \text{ [RPM]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 450 \text{ [RPM]} &\rightarrow n_s = 0.592492393 \cdot n \\ &n_s = 0.592492393 \cdot 450 \\ &n_s = 266.62 \text{ [RPM]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 600 \text{ [RPM]} &\rightarrow n_s = 0.592492393 \cdot n \\ &n_s = 0.592492393 \cdot 600 \\ &n_s = 355.49 \text{ [RPM]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 720 \text{ [RPM]} &\rightarrow n_s = 0.592492393 \cdot n \\ &n_s = 0.592492393 \cdot 720 \\ &n_s = 426.59 \text{ [RPM]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{con } n = 900 \text{ [RPM]} &\rightarrow n_s = 0.592492393 \cdot n \\ &n_s = 0.592492393 \cdot 900 \\ &n_s = 533.24 \text{ [RPM]} \end{aligned}$$

Con estos valores de n_s encontramos en el diagrama de la figura 1 las turbinas adecuadas para estas velocidades específicas.

De donde se obtiene las siguientes opciones:

# Polos	Velocidad (RPM)	Velo. Espec. (RPM)	Turbina
20	360	213.29	Francis Rápida
18	400	236.99	Francis Rápida
16	450	266.62	Francis Rápida-Kaplan Lenta
12	600	355.49	Francis E. Rápida-Kaplan Lenta
10	720	426.59	Kaplan Normal
8	900	533.24	Kaplan Rápida

PROYECTO *ECHEANDIA ALTO 1*:

Cálculos del Generador y de la Turbina:

Cálculo de la potencia **S**:

$$P = 18 \text{ MW}$$

$$F_p = 0.9$$

$$P = S \cdot F_p \rightarrow S = P / F_p = 18 / 0.9 = 20 \text{ MVA}$$

$$\rightarrow \mathbf{S = 20 [MVA]}$$

Voltaje nominal:

$$KV = 13.8$$

Debido a que nuestro sistema de generación tiene un voltaje de 13.8 KV.

$$\rightarrow \mathbf{KV = 13.8}$$

Corriente nominal:

$$S = \sqrt{3} I_L V_{LL}$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} V_{LL}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ KV}} = 836.739 [A]$$

$$\rightarrow \mathbf{I_L = 836.739 [A]}$$

Factor de potencia:

$$F_p = 0.9$$

Se lo asumió con un valor de referencia de 0.9 debido a que fue el que se vio en otro proyecto en donde el generador tenía un factor de potencia de 0.9 (Proyecto Paute).

$$\rightarrow F_p = 0.9$$

Número de Fases: Debido a que nuestro sistema es un sistema trifásico, el número de fases es 3.

$$\rightarrow \text{Fases} = 3$$

Frecuencia: 60 Hz debido a que es la frecuencia que se utiliza en nuestro país.

$$\rightarrow \text{Frecuencia} = 60 \text{ Hz}$$

Cálculo del número de polos y de la velocidad:

n = velocidad del rotor del generador [RPM]

f = frecuencia [Hz]

p = número de polos

HP = Potencia en [HP]

H_N = Altura neta [m]

H_B = Altura bruta [m]

P = Potencia [MW]

$$n = \frac{120 \times f}{p} \Rightarrow p = \frac{120 \times f}{n}$$

El siguiente cuadro muestra la velocidad de rotación de el rotor en función de el número de polos:

Número de Polos	Velocidad [RPM]
2	3600
4	1800
6	1200
8	900
10	720
12	600
14	514.2857
16	450
18	400
20	360
22	327.27
24	300
26	276.923
28	257.142
30	240
32	225

La caída bruta H_B es de este proyecto es de 202.1 [m]
 $H_B = 202.1$ [m]

Con ello del diagrama se infiere que para dicha altura el rango de velocidad específica n_s se encuentra en el rango aproximado de 80 y 270 [RPM]

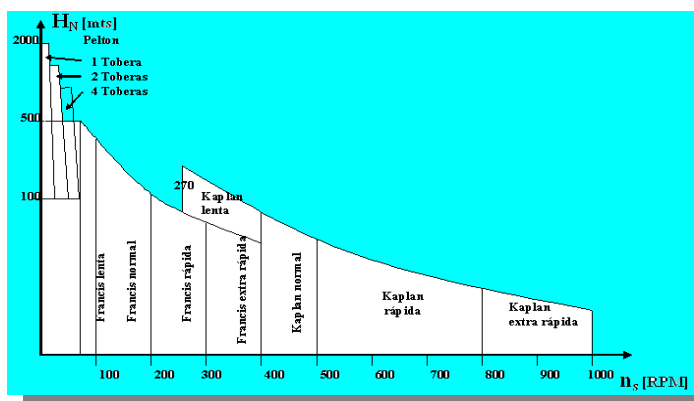


Figura 1.

la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$$P = 18 \text{ [MW]}$$

$$HP = 18 \times 10^6 \text{ W} \times (1 \text{ HP} / 746 \text{ W}) = 24128.68633 \text{ [HP]}$$

$$H_n = 202.1 \text{ [m]}$$

Entonces:

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{HP}}{H_N \times \sqrt[4]{H_N}}$$

$$n_s = \frac{0.993 \times n \times \sqrt{24128.68633}}{202.1 \times \sqrt[4]{202.1}}$$

$$n_s = 0.202422226 \times n$$

$$n = \frac{n_s}{0.202422226}$$

Del rango aproximado de n_s se tiene:

$$n_{s(1)} = 80 \text{ [RPM]}$$

$$n_{s(2)} = 270 \text{ [RPM]}$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(1)} = 80 \text{ [RPM]} \rightarrow n = \frac{n_{s(1)}}{0.202422226} = \frac{80}{0.202422226} = 395.21 \text{ [RPM]}$$

$$\rightarrow \text{con } n_{s(2)} = 270 \text{ [RPM]} \rightarrow n = \frac{n_{s(2)}}{0.202422226} = \frac{270}{0.202422226} = 1333.84 \text{ [RPM]}$$

Con ello el rango de velocidades y polos estará entre los siguientes valores:

Velocidad [RPM]	Número de polos
720	10
600	12
450	16
400	18

De la expresión:

$$n_s = 0.202422226 * n$$

con $n = 720$ [RPM] →

$$n_s = 0.202422226 * n$$

$$n_s = 0.202422226 * 720$$

$$n_s = 145.74 \text{ [RPM]}$$

con $n = 600$ [RPM] →

$$n_s = 0.202422226 * n$$

$$n_s = 0.202422226 * 600$$

$$n_s = 121.45 \text{ [RPM]}$$

con $n = 450$ [RPM] →

$$n_s = 0.202422226 * n$$

$$n_s = 0.202422226 * 450$$

$$n_s = 91.09 \text{ [RPM]}$$

con $n = 400$ [RPM] →

$$n_s = 0.202422226 * n$$

$$n_s = 0.202422226 * 400$$

$$n_s = 80.96 \text{ [RPM]}$$

Con estos valores de n_s encontramos en el diagrama de la figura 1 las turbinas adecuadas para estas velocidades específicas.

De donde se obtiene las siguientes opciones:

# Polos	Velocidad (RPM)	Velo. Espec. (RPM)	Turbina
10	720	145.728	Francis Normal
12	600	121.44	Francis Normal
16	450	91.080	Francis Lenta
18	400	80.960	Francis Lenta

BIBLIOGRAFIA

1. Sistemas SCADA/DCS basados en la tecnología Foundation Fieldbus
http://www.instrucontrol.com/Foundation_Fieldbus_Seminar/indez.htm
2. Fts for IA and SCADA
<http://www.fte.com/products/FTSIAandSCADA.htm>
3. Enciclopedia CEAC DE ELECTRICIDAD, Centrales Hidroeléctricas
Ediciones CEAC. S:A., Barcelona – España, 1974.
4. Impacto ambiental
<http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer>.
5. <http://www.tecnologiaslimpias.org/html/archivos/catalogo> .
6. www.aadeca.org/publicaciones/cponline .
7. RED DE AREA LOCAL.
<http://es.wikipedia.org/wiki/Red>
8. Centrales Hidroeléctricas, conceptos y componentes hidráulicos.
(Editorial Paraninfo).
9. Zoopetti Gaudencio, Centrales Hidroeléctricas, Editorial Gustavo Gili.
10. Santo Potess E. Centrales Eléctricas, Editorial Gustavo Gili.