

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**RECUPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO: *LA PLANTA* -  
CHORONI ESTADO ARAGUA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Monro H., Hendrix A.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **RECUPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO: *LA PLANTA -* CHORONI ESTADO ARAGUA**

Profesor Guía: Ing. Alexander Cepeda

Tutor Industrial: Ing. Carlos Martínez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Monro H., Hendrix A.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 09 de octubre de 2008

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Hendrix A. Monro H., titulado:

### **“RECUPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO LA PLANTA-CHORONI ESTADO ARAGUA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Yuri Medina  
Jurado

Prof. Noel Díaz  
Jurado

Prof. Alexander Cepeda  
Prof. Guía



**DEDICATORIA**

*A la memoria de mi Madre Rosa Isabel Por siempre estar conmigo  
A mi Padre Luis Enrique por su apoyo incondicional.  
Mis dos Hermanos por su paciencia. A mi Compañera  
Anny Carolina por haber creído siempre en mí. A mi hija  
Gabriela Isabel que será siempre mi Preciada*

## AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas que debo agradecer, las cuales sin su ayuda desinteresada no hubiese sido posible la culminación de esta etapa y el inicio de otra como lo es la fase profesional.

Principalmente quiero agradecer a mi madre Isabel, mi padre Luis que siempre me apoyaron en todo, a mis dos hermanos Enrique y Cindya, principalmente a Enrique que nunca dudo para tenderme una mano en cualquier situación, a Carolina que ha estado a mi lado en todo este camino, a mi hija Gabriela Isabel que ha sido mi fuerza interna en esta carrera, a mis compadres José Gregorio y Miguel a mis mejores amigos Carlos, Montero y Irene, a mi compañero de escuela Gerson por la motivación y apoyo que mantuvimos en toda nuestra carrera.

También quiero agradecer al Prof. Cepeda por su guiatura, interés y preocupación en el tema. Quiero agradecer a la Gerencia de Planificación de CADAPE región 4, conducido por el Ingeniero Carlos Martínez quien además es mi tutor industrial que me permitió trabajar, para realizar mi trabajo de grado, y al Ingeniero Piero Del Boccio por la asignación del tema de Tesis, vaya mi especial agradecimiento al Ingeniero Simon Capriles quien me brindo un espacio donde trabajar durante mi estadía en la empresa y me brindó su amistad.

Finalmente quiero agradecer a otras personas que me brindaron una ayuda importante como el Ingeniero Edgar Martiena del Ministerio del Ambiente el profesor Valdemar Andrade de la Escuela de Hidrometeorología de la UCV y el Técnico Castor de la S/E San Ignacio de CADAPE por darme acceso a información para la realización de esta tesis.

**Monro H., Hendrix A.**

**RECUPERACIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CASO DE ESTUDIO: *LA PLANTA* - CHORONI  
ESTADO ARAGUA**

**Profesor Guía: Ing. Alexander Cepeda. Tutor Industrial: Ing. Carlos Martínez.  
Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.  
Ingeniero Electricista. Opción Industrial Institución CADAFFE REGIÓN 4. 2008.  
100h. + Anexos**

**Palabras Claves:** Hidroenergía, Pequeña Central, Aprovechamiento, equipo electromecánico, control.

**Resumen.** En este trabajo se aborda el estudio de factibilidad técnico económico para la puesta en servicio de una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) en la locación donde funcionó la PCH Choroni. Se estimaron a través del método propuesto por NRECA, las curvas de duración de caudal y de potencia, representativas del potencial hidroenergético de la cuenca del río Grande del Medio de Choroni a nivel del sector de la Uraca; también, se generaron las curvas de demanda horaria eléctrica actual, con valor máximo de 2647 kVA; y se pronostico 0,70 kVA/habitante de demanda per cápita promedio para el circuito Choroni asociado a la empresa CADAFFE REGIÓN 4. Se consideraron escenarios de operación con base a la instalación de nuevos equipos que suman 1400 kW de capacidad efectiva a 2,4 kV, 60 Hz; ó la recuperación de los pre-existentes, originalmente conformada por 3 unidades de 700 kVA a 3,0 kV, 50 Hz. Se proponen las características generales de los nuevos equipos electromecánicos y se simula con Matlab-Simulink la respuesta del control propuesto para el sistema de gobernación a través de un modelo de segundo orden. Por último, se realizó la estimación de costos para recuperar la PCH pre-existente, arrojando un precio al costo de 15 centavos de Bs/kWh. Adicionalmente, se estimó el potencial de reducción de emisión de dióxido de carbono en 1361 tCO<sub>2</sub>eq/año, con base al método sugerido en el anexo A del Protocolo de Kioto.

## INDICE GENERAL

	Pág
<b>PÁGINAS PRELIMINARES</b>	
CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
LISTA DE TABLAS Y/O CUADROS	xiv
LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICOS	xvi
LISTA DE ACRÓNIMOS	xx
<b>CUERPO DEL TRABAJO</b>	
INTRODUCCIÓN	1
<b>CAPÍTULO I</b>	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	3
1.4 LIMITACIONES DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO	4
1.5 OBJETIVO GENERAL	5
1.5.1 Objetivos específicos	5
<b>CAPÍTULO II</b>	6
LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHORONI	6
2.1 HISTORIA DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN VENEZUELA	6
2.2 RESEÑA HISTÓRICA DE LA PCH DE CHORONI	8
2.3 COMPONENTES DE LA PCH DE CHORONI	9
2.3.1 Casa de máquinas de la PCH de Choroni	11
<b>CAPITULO III</b>	13
MARCO TEÓRICO	13

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PCH`s	13
3.1.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Definición	13
3.1.2 Tipos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	13
3.1.3 Componentes principales de una PCH	14
3.2.4 Clasificación de las PCH`s	16
3.2 POTENCIAL HIDROENERGÉTICO	16
3.2.1 Principio de funcionamiento de una PCH	17
3.2.1.1 Potencia de una PCH	17
3.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO	17
3.3.1 Medición de salto	18
3.3.2 Medición de Caudal	18
3.4 HIDROLOGÍA	18
3.4.1 El ciclo hidrológico	19
3.4.2 Estudio hidrológico	20
3.4.3 Curva de duración de caudales	21
3.4.4 Curva de frecuencias	21
3.4.5 Caudal de diseño	22
3.4.6 Características de las cuencas	22
3.4.7 Estimación del escurrimiento mensual por el método de la NRECA	24
3.5 TURBINAS HIDRÁULICA	24
3.5.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas	24
3.5.2 Turbinas de Acción.	25
3.5.3 Turbinas de reacción	26
3.5.4 Principales Turbinas Hidráulicas.	26
3.5.4.1 Turbinas Pelton	26
3.5.4.2 Turbinas Michell-Banki	27
3.5.4.2.1 Descripción	28
3.5.4.3 Turbinas Francis	29

3.5.4.3.1	Cámara Espiral	30
3.5.4.3.2	Paletas Directrices	31
3.5.4.3.3	Equipo de regulación mecánica de las paletas	31
3.5.4.3.4	Servomotor	31
3.5.4.3.5	Anillo de distribución	32
3.5.4.3.6	Rodete	33
3.5.4.4	Turbinas Kaplan	34
3.6	PRINCIPIOS DE GOBERNACIÓN	35
3.6.1	Estructura del Sistema de Gobernación	37
3.6.2	Tipos de gobernadores	38
3.6.2.1	Gobernador Mecánico-Hidráulico	38
3.6.2.2	Gobernador Electro-Hidráulico	41
3.6.2.2.1	Gobernador Analógico	41
3.6.2.2.2	Gobernador Digital	42
3.6.3	Ajustes en los gobernadores	43
3.6.3.1	Parámetros Proporcional-Integral-Derivativo (PID)	43
3.6.4	Componentes fundamentales de un regulador de velocidad	45
3.6.4.1	Control de caída de velocidad	45
3.6.4.2	Control de velocidad	46
3.6.4.3	Control del límite de apertura	47
3.7	LA MÁQUINA SINCRÓNICA COMO GENERADOR	47
3.7.1	Tipos de máquinas síncronas y sus componentes	48
3.7.2	Formas de excitación de la máquina síncrona	48
3.7.3	Especificaciones Nominales de los Generadores Síncrónicos	52
3.8	SUBESTACIONES ELEVADORAS	53
3.8.1	Transformadores de Potencia	53
3.8.1.1	Grupo de conexión	54
3.8.1.2	Tipo de enfriamiento	54

3.8.1.3 Características específicas	54
3.8.2 Aparatos de protección	54
3.8.3 Interruptores	55
3.8.4 Seccionadores	55
3.8.5 Fusibles	56
3.8.6 Transformadores de Medida	56
3.8.6.1 Transformadores de Corriente	56
3.8.6.2 Transformadores de Tensión	56
3.8.7 Aparatos de Medición	56
3.8.8 Tipos De Subestaciones	57
3.8.8.1 Subestaciones tipo intemperie o al exterior	57
3.8.8.2 Subestaciones de tipo interior	57
3.8.8.3 Subestaciones tipo blindado	57
3.8.9 Selección de la configuración de la Subestación	57
3.8.9.1 Barra simple	58
3.8.9.2 Barra seccionada	58
3.8.9.3 Doble barra	58
3.8.9.4 Interruptor y medio	58
3.8.9.5 Doble barra-doble interruptor	58
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>METODOLOGÍA</b>	59
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	59
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.	59
4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	60
4.4 INSTRUMENTOS	60
4.4.1 Entrevistas	60
4.4.2 Observación Directa	61
4.4.3 Planos, manuales y especificaciones técnicas	61
4.4.4 Red de Internet	61

4.4.5 Paquetes Computarizados	61
4.4.6 Realización de las pruebas	62
4.5 PROCEDIMIENTO	62
<b>CAPITULO V</b>	
<b>RESULTADOS</b>	64
5.1 ESTUDIO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	64
5.1.1 Descripción del circuito Choróní	65
5.1.2 Resultados de estudio de demanda	66
5.2 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO	72
5.2.1 Estimación de escurrimiento mensual del Río Grande del Medio Choróní a través de método del NRECA	73
5.2.1.1 Parametrización del modelo	73
5.2.1.2 Estimación de parámetros del modelo.	74
5.2.1.3 Resultados de modelo NRECA	76
5.2.1.3.1 Curva de duración de caudales e histograma de frecuencias relativas	76
5.2.2 Medición del salto o diferencia de cota	77
5.2.3 Eficiencia del sistema desde la cámara de carga hasta los bornes del generador.	78
5.2.4 Curva de duración de potencias	78
5.2.5 Energía	79
5.2.6 Curva de caudal seguro	81
5.2.7 Caudal de diseño elegido	81
5.2.8 Potencia de la PCH	82
5.3 EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS DE LA CASA DE MÁQUINAS PCH CHORONI	83
5.3.1 Turbina Elegida	83
5.3.2 Generador	84
5.3.2.1 Las características principales de los generadores	85
5.3.2.2 Sistema de excitación sugerido	85

5.3.3	Puente grúa	86
5.3.4	Subestación elevadora	87
5.3.4.1	Transformador Principal del Grupo	87
5.3.5	Descripción General de la Instalación del lado Baja Tensión	88
5.3.5.1	Generalidades	88
5.3.5.2	Panel de la Turbina	89
5.3.5.3	Panel del Generador	91
5.3.6	Tablero de Acoplamiento de la PCH a la red	92
5.3.6.1	Generalidades	92
5.3.6.2	Operaciones de Puesta en Paralelo	93
5.3.6.3	Alimentación Eléctrica de los Servicios Auxiliares	93
5.3.7	Características de la Red de Alimentación	93
5.3.8	Puesta a Tierra	94
5.3.8.1	Tierra de Protección	94
5.3.8.2	Tierra de Servicio	94
5.4	<b>VALORES DE AJUSTE DE LOS PARÁMETROS DE LOS CONTROLADORES</b>	94
5.4.1	Ajuste del regulador de posición	94
5.4.2	Ajuste del regulador de velocidad	95
5.4.3	Ajuste del regulador de carga - velocidad	96
5.5	<b>COSTOS ASOCIADOS A LA RECUPERACIÓN DE LA CASA DE MÁQUINAS DE LA PCH DE CHORONI</b>	96
5.5.1	Costo del kVA instalado y de kWh generado	97
5.6	<b>REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)</b>	98
	<b>ELEMENTOS FINALES</b>	
	CONCLUSIONES	99
	RECOMENDACIONES	100
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101
	BIBLIOGRAFÍA	104

## **ANEXOS**

ANEXO 1 ASPECTOS HIDROLÓGICOS E HIDRÁULICOS	105
ANEXO 2 CÁLCULOS HIDRÁULICOS	155
ANEXO 3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS	167
ANEXO 4 AJUSTE DE REGULADORES DE TURBINAS HIDRÁULICAS CON TÉCNICAS DE ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS	184
ANEXO 5 ESTUDIO DE EXPANSIÓN EN 115 EJE COSTERO ARAGUEÑO	200
ANEXO 6 MEDIDA Y CÁLCULO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)	215
ANEXO 7 ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO	225

## ÍNDICE DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1</b>	Característica del generador sincrónico	11
<b>Tabla 2</b>	Característica de la Turbina hidráulica	11
<b>Tabla 3</b>	Característica del generador excitatriz	11
<b>Tabla 4</b>	Clasificación de PCH según potencia instalada	16
<b>Tabla 5</b>	Clasificación de PCH según caída	16
<b>Tabla 6</b>	Datos de carga horaria	67
<b>Tabla 7</b>	Demanda de potencia eléctrica per capita de 2004 a 2013	71
<b>Tabla 8</b>	Constantes preliminares del modelo NRECA	74
<b>Tabla 9</b>	Datos obtenidos por el método del flotador	75
<b>Tabla 10</b>	Valores de los parámetros para aplicar el método NRECA	75
<b>Tabla 11</b>	Parámetros para calcular las pérdidas por fricción	78
<b>Tabla 12</b>	Formas de aprovechamiento de la PCH Choróní	83
<b>Tabla 13</b>	Inversión total	97
<b>Tabla 14</b>	Cuadro comparativo de costos	98
<b>Tabla 15</b>	Coefficiente de flotación	111
<b>Tabla 16</b>	Datos Mensuales De Precipitación	135
<b>Tabla 17</b>	Datos Mensuales De Evaporación	137
<b>Tabla 18</b>	Parámetros preliminares para aplicar el método del NRECA	138
<b>Tabla 19</b>	Resultados de la corrida del método del NRECA	138
<b>Tabla 20</b>	Alturas medidas a diferentes horas	158
<b>Tabla 21</b>	Coefficientes k Para válvulas	161
<b>Tabla 22</b>	Valores de rugosidad absoluta (K)	162

<b>Tabla 23</b>	Funciones de relés de protección del generador y transformador	179
<b>Tabla 24</b>	Estimaciones de potencia máxima por subestaciones (Mw) área de influencia litoral Aragüeso	203
<b>Tabla 25</b>	Estimaciones de potencia máxima por subestaciones (Mw) litoral costero Aragüeso	204
<b>Tabla 26</b>	Gases de Efecto Invernadero y sus Potenciales de Calentamiento Atmosférico	216
<b>Tabla 27</b>	Valores de los Factores de Emisión de dióxido de carbono más representativos	218
<b>Tabla 28</b>	Valores del poder calorífico de combustibles refinados	219
<b>Tabla 29</b>	Fracción de oxidación	220
<b>Tabla 30</b>	Factores de emisión para un generador diesel moderno (en kgCO <sub>2e</sub> /kWh*), con tres niveles de factor de carga	221
<b>Tabla 31</b>	Presupuesto General de la casa de máquinas	226
<b>Tabla 32</b>	Componentes y costos de las PCH	228
<b>Tabla 33</b>	Cálculo del costo de kWh	230

## INDICE DE FIGURAS

		<b>Pág.</b>
<b>Figura 1</b>	Esquema general de la PCH Choróní.	8
<b>Figura 2</b>	Dique Uraca PCH Choróní.	9
<b>Figura 3</b>	Ubicación de los distintos componentes de la PCH Choróní.	10
<b>Figura 4</b>	Vista externa de la casa de máquinas.	12
<b>Figura 5</b>	Equipos electromecánico desmantelado.	12
<b>Figura 6</b>	Desnivel entre cámara de carga y casa de máquinas	18
<b>Figura 7</b>	El ciclo hidrológico.	20
<b>Figura 8</b>	Turbina de Impulso	25
<b>Figura 9</b>	Componentes esenciales de una turbina hidráulica Pelton Eje vertical con seis inyectores.	26
<b>Figura 10</b>	Turbina Michell-Banki	28
<b>Figura 11</b>	Turbina Francis de eje Horizontal	29
<b>Figura 12</b>	Esquema general de instalación de una turbina Francis eje horizontal	30
<b>Figura 13</b>	Detalles posiciones, cerrado o abierto, de las paletas directrices del distribuidor	31
<b>Figura 14</b>	Vista transversal del accionamiento del anillo de distribución	32
<b>Figura 15</b>	Accionamiento de las paletas directrices con el anillo distribuidor.	32
<b>Figura 16</b>	Rodete de una Turbina Francis	33
<b>Figura 17</b>	Turbina kaplan	34
<b>Figura 18</b>	Diagrama General del Gobernador	38
<b>Figura 19</b>	Gobernador Mecánico hidráulico astático	39
<b>Figura 20</b>	Gobernador con estatismo	40
<b>Figura 21</b>	Modelo Clásico de un Gobernador	41
<b>Figura 22</b>	Formas de Excitación de la máquina sincrónica	49
<b>Figura 23</b>	Excitación sin escobillas	50
<b>Figura 24</b>	Excitación con elementos de estado sólido	52

<b>Figura 25</b>	Gráfico de demanda de un día Promedio	68
<b>Figura 26</b>	Curva de duración de cargas	68
<b>Figura 27</b>	Variación de cargas máximas históricas	69
<b>Figura 28</b>	Proyección de demanda hasta diciembre de 2033	70
<b>Figura 29</b>	Proyección demográfica de la parroquia Choróní	71
<b>Figura 30</b>	Tendencia de los datos de Evaporación	73
<b>Figura 31</b>	Curva de duración de caudales	76
<b>Figura 32</b>	Histograma de frecuencias relativas	77
<b>Figura 33</b>	Curva de duración de potencias PCH Choróní	79
<b>Figura 34</b>	Energía respecto al caudal	80
<b>Figura 35</b>	Curva de caudal seguro con embalse	81
<b>Figura 36</b>	Comparación de la respuesta deseada y obtenida para el regulador de posición	95
<b>Figura 37</b>	Comparación de la respuesta deseada versus obtenida para el regulador de velocidad	95
<b>Figura 38</b>	Comparación de la respuesta deseada versus obtenida para el regulador carga-velocidad	96
<b>Figura 39</b>	Método del nivel de carpintero y tablas	105
<b>Figura 40</b>	Factor K del método de la solución de sal	109
<b>Figura 41</b>	Usando el método del recipiente	109
<b>Figura 42</b>	Dibujando el área de la sección transversal de la corriente	110
<b>Figura 43</b>	Lectura del caudal para diversos tipos de vertederos de pared delgada	112
<b>Figura 44</b>	Gráfico de caudal vs. Altura para tres tipos de vertederos	113
<b>Figura 45</b>	Regla graduada en una sección de control	114
<b>Figura 46</b>	Método de los polígonos de Thiesen	116
<b>Figura 47</b>	Representación de las isoyetas de precipitación	117
<b>Figura 48</b>	Representación total de un caudal máximo	118
<b>Figura 49</b>	Escurrimiento entre cuencas	124
<b>Figura 50</b>	Área de la cuenca PCH Choróní	125
<b>Figura 51</b>	Balance hidrológico de la cuenca (NRECA)	128
<b>Figura 52</b>	Relación entre la evapotranspiración real y potencial	129

<b>Figura 53</b>	Gráfico de la razón del exceso de humedad	130
<b>Figura 54</b>	Curva diferencial de masas	154
<b>Figura 55</b>	Representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar el potencial del recurso	155
<b>Figura 56</b>	Diagrama de Moody	159
<b>Figura 57</b>	Determinación del coeficiente k para válvulas	161
<b>Figura 58</b>	Tipo de rodete según velocidad específica y altura del salto	165
<b>Figura 59</b>	Eficiencia de los distintos tipos de rodete	166
<b>Figura 60</b>	Gráfico de carga horaria mes de octubre 2007	167
<b>Figura 61</b>	Gráfico de carga horaria mes de noviembre 2007	168
<b>Figura 62</b>	Gráfico de carga horaria mes de diciembre 2007	168
<b>Figura 63</b>	Gráfico de carga horaria mes de enero 2008	169
<b>Figura 64</b>	Gráfico de carga horaria mes de febrero 2008	169
<b>Figura 65</b>	Gráfico de carga horaria mes de marzo 2008	170
<b>Figura 66</b>	Configuración típica para el Generador Transformador	180
<b>Figura 67</b>	Diagrama Unifilar PCH Choroní	181
<b>Figura 68</b>	Sistema Geográfico Aragua	182
<b>Figura 69</b>	Diagrama unifilar zona Aragua	183
<b>Figura 70</b>	Estructura de un regulador digital de Turbinas hidráulicas	185
<b>Figura 71</b>	Visión del método de ajuste de reguladores basado en técnicas de estimación de parámetros	186
<b>Figura 72</b>	Lazo de regulación de la posición del distribuidor	187
<b>Figura 73</b>	Modelo del lazo de regulación de velocidad	188
<b>Figura 74</b>	Modelo del lazo de regulación carga-velocidad con el generador acoplado a un sistema interconectado	189
<b>Figura 75</b>	Modelo del servosistema	191
<b>Figura 76</b>	Modelo de la turbina	191
<b>Figura 77</b>	Modelo de generador en vacío y en aislado	191
<b>Figura 78</b>	Modelo de regulador PD	192
<b>Figura 79</b>	Modelo de regulador PI	192
<b>Figura 80</b>	Diagrama de bloques del regulador de posición	194

<b>Figura 81</b>	Progreso de las respuestas durante el proceso iterativo para el regulador de posición (la respuesta en línea negra es la definitiva)	194
<b>Figura 82</b>	Resultados del proceso de optimización para el regulador de posición	195
<b>Figura 83</b>	Diagrama de bloques del regulador de velocidad	196
<b>Figura 84</b>	Progreso de las respuestas durante el proceso iterativo para el regulador de velocidad (la respuesta en línea negra es la definitiva)	196
<b>Figura 85</b>	Resultados del proceso de optimización para el regulador de velocidad	197
<b>Figura 86</b>	Diagrama de bloques del regulador de carga-velocidad	198
<b>Figura 87</b>	Progreso de las respuestas durante el proceso iterativo para el regulador de carga-velocidad (la respuesta en línea negra es la definitiva)	198
<b>Figura 88</b>	Resultados del proceso de optimización para el regulador de carga-velocidad	199
<b>Figura 89</b>	Enlace Valle Seco - Turiamo	206
<b>Figura 90</b>	Enlace Mácaro- Turiamo	208
<b>Figura 91</b>	Propuesta de enlaces para expansión del eje costero Aragüeño	210
<b>Figura 92</b>	Propuesta de enlace Turiamo – Las Delicias	212

## LISTA DE ACRÓNIMOS.

CADAFE:	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
DC	Direct Current
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
DCM	Despacho Central de Maniobras
EDELCA:	Electrificación del Caroní Compañía Anónima.
SAR	Sistema Automático de Regulación
INE	Instituto Nacional de Estadística
MATLAB:	Matrix Laboratory.
MSNM:	Metros sobre el nivel del mar.
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
PU:	Por Unidad.
RPM:	Revoluciones Por Minuto.
SIN	Sistema Interconectado Nacional
BT	Baja Tensión
AT	Alta Tensión
PID	Proporcional Integral Derivativo
PD	Proporcional Derivativo
PI	Proporcional Integral
CEPAL	Centro de Estudios Para America Latina
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
MG1	Motor Generator

## INTRODUCCIÓN

Las centrales hidroeléctricas de reducida potencia constituyeron la base de la electrificación de las pequeñas comunidades rurales y una de las primeras formas de electrificar las ciudades en el inicio del uso de esta forma de energía. En un principio, la dificultad de extender suficientemente las redes regionales de distribución de electricidad obligó a que el abastecimiento de determinados núcleos estuviera condicionado por la existencia en sus proximidades de saltos de agua aprovechables desde el punto de vista eléctrico, aun cuando fueran de pequeña dimensión. Estas pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) estaban dimensionadas de acuerdo con las características del río en que eran instaladas y con el tamaño del mercado local al que debían suministrar electricidad

En el presente Trabajo Especial de Grado se hizo un recorrido por los pasos a seguir para recuperar un emplazamiento donde funcionó antiguamente un aprovechamiento hidroeléctrico a pequeña escala, se utilizó como caso de estudio la pequeña central Hidroeléctrica de Choroni, para ello se hizo un levantamiento de las obras existentes de la PCH para describirlas, pero el trabajo se centro en la recuperación de los elementos de casa de máquinas

A través de este trabajo se presenta el resultado de la investigación realizada en los siguientes capítulos. En el Capítulo 1: se expone el problema objeto de la investigación. En el Capítulo 2: se detallan los aspectos generales e históricos de las PCH`s haciendo énfasis en la de Choróní. En el Capítulo 3: se presentan las bases teóricas, que se utilizaron y probaron en este estudio. En el Capítulo 4: se presenta el diseño metodológico que fue seguido para realizar el estudio. En el Capítulo 5: se exponen los resultados desglosando cada uno los objetivos planteados. Finalmente se presentan los aspectos relacionados con las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas, bibliografías y anexos.

# CAPITULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

La creciente demanda de energía eléctrica conjugado con el elevado precio del petróleo dan una convicción de que la energía eléctrica es un recurso costoso y escaso en términos relativos [9]. Por ello en nuestro país, se debe promover el aprovechamiento al máximo de las “nuevas” formas de energía, que constituyen un conjunto de energías renovables cuya novedad en muchos casos no reside en la materia prima que se utiliza sino en la tecnología que permite su aprovechamiento, así ocurre por ejemplo, con la energía solar, eólica y con la hidráulica aprovechable a base de pequeñas centrales.

En el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), en efecto, resulta bastante particular, puesto que estamos frente a una “vieja” forma de energía aprovechable ahora, mediante la incorporación de nuevas tecnologías. Al comienzo del desarrollo eléctrico fue muy relevante, pero luego entro en declive y que ahora debe ser potenciada para contribuir con el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos del país. Este tipo de aprovechamientos resultan interesantes por su carácter renovable y poco contaminante, en comparación con la energía termoeléctrica e hidroeléctrica a base de grandes embalses. En efecto, ésta característica de poco contaminante es esencial para este tipo de aprovechamientos dado que en su mayoría se encuentran en áreas protegidas, como es el caso de la

pequeña central hidroeléctrica ubicada en el sector la planta de Choróní que está dentro de un área protegida enmarcada en la figura de Parque Nacional Henri Pittier.

## **1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.**

En la actualidad, una de las características que hacen más atractivas a las pequeñas centrales hidroeléctricas es la automatización [9]. Puede decirse, en efecto, que las pequeñas centrales que se construyen en la actualidad no difieren técnicamente a grandes rasgos de las antiguas, salvo en un aspecto fundamental, que hoy las hace viables técnica y económicamente. Este aspecto es la automatización de los grupos turbina-generator que componen la central eléctrica propiamente dicha, mediante la instalación de sencillos y económicos automatismos que incluso pueden ser controlados y supervisados de forma remota, por lo que ya no es preciso designar en la pequeña central a un personal técnico que garantice una atención directa, continua y permanente, sino que periódicamente un equipo de operarios revisarían programadamente la pequeña central hidroeléctrica, e incluso si se adoptan a las PCH como política de generación es posible formar a un grupo de operarios que atenderían a un elevado número de pequeñas centrales en una extensa zona.

Con base a lo arriba expuesto se plantea la interrogante de estudiar la factibilidad de recuperar locaciones pre-existentes para la hidrogenación a través de una PCH mediante la reestimación del potencial hidráulico y haciendo un balance entre lo necesario y lo existente de la PCH, con particular atención en la casa de máquinas y la regulación del régimen de operación por medio de controladores aplicados sobre las etapas de excitación y gobernadores correspondientes.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN.**

En Venezuela se han realizado cerca de 50 proyectos de PCH en diferentes partes del país, pero en la actualidad la gran mayoría han dejado de funcionar [8].

porque la falta de supervisión gubernamental permitió la proliferación de distintos voltajes de generación, transmisión y distribución, así como de ciclaje o frecuencia, y estos aspectos en particular, fueron decisivos en la extinción de las PCH's como medios de aprovechamientos de los recursos hidroenergéticos de pequeñas cuencas. En consecuencia se pretende generar trabajos de investigación que enfoquen la recuperación de sitios donde alguna vez funcionó una PCH. Para tal fin se toma como caso de estudio la PCH ubicado en el sector La Planta de Choroni, Estado Aragua.

Disponer de un trabajo de investigación que documente una metodología de evaluación para determinar la factibilidad de recuperar y modernizar la casa de máquinas de un aprovechamiento hidroeléctrico que en algún momento estuvo en funcionamiento o preexistente. Al mismo tiempo generar una memoria documental de las acciones necesarias para la potencial recuperación y puesta en funcionamiento del caso bajo estudio.

#### **1.4 LIMITACIONES DEL TRABAJO DE GRADO.**

Plantear la recuperación de una PCH desde el punto de vista amplio representa un trabajo multidisciplinario donde intervienen muchas ramas de la ingeniería, por ello el enfoque de este trabajo es valorar la disponibilidad energética de la zona, y así contrastarla con las necesidades de energía actuales del lugar para evaluar la pertinencia de la puesta en funcionamiento, pasando por el balance de lo necesario y lo existente y con la incorporación de nuevas tecnologías de control de los grupos turbina-generator de las PCH sin entrar en los detalles inherentes a las otras disciplinas que intervienen en el tema de la recuperación de la PCH.

## **1.5 OBJETIVO GENERAL:**

Estudiar la factibilidad técnico-económica para la puesta en funcionamiento de una pequeña central hidroeléctrica preexistente Caso de estudio: La Planta, Choróní Estado Aragua.

### **1.5.1 Objetivos específicos:**

**1.5.1.1** Estimar el potencial hidráulico actual asociado a la PCH y revisar el dimensionamiento de los equipos electromecánicos.

**1.5.1.2** Especificar las mejoras a los equipos electromecánicos existentes para el aprovechamiento hidroeléctrico.

**1.5.1.3** Caracterizar el comportamiento de la planta hidroeléctrica y asociar la tecnología de control del grupo gobernador y excitación más adecuado.

**1.5.1.4** Estimar los costos asociados a la recuperación de la pequeña central hidroeléctrica.

## **CAPITULO II**

### **LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHORONI**

#### **2.1 HISTORIA DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN VENEZUELA [2]**

Fue en Caracas, cuando el Ing. Ricardo Zuloaga Tovar, testigo de la iluminación del teatro "Guzmán Blanco" luego Municipal, inspirado por la iluminación en Valencia y Maracaibo, funda en 1.895 la Electricidad de Caracas, siendo uno de los objetivos de la empresa "Generar fuerza eléctrica con las caídas de agua del río Guaire", en los sitios de El Encantado y Los Naranjos, para utilizarla y venderla de acuerdo con las concesiones y derechos que para ello tendría la compañía.

Juan Rhol, en su biografía de Ricardo Zuloaga dice: "La inauguración de "El Encantado" tuvo trascendencia intercontinental por ser la primera estación hidroeléctrica para la transmisión a distancia de corriente alterna instalada en Latinoamérica, la segunda del continente americano y una de las primeras en el mundo; lo que coloca al Ing. Ricardo Zuloaga entre los pioneros de la electricidad, no solo en Venezuela, sino en el mundo".

En efecto la planta hidroeléctrica "El Encantado" fue inaugurada en 1.897 utilizando aguas del río Guaire con una capacidad de 400 kW que reemplazó a las iniciales. La transmisión se efectuaba mediante dos líneas de 2500 voltios. Caracas tenía 72.429 habitantes.

Posteriormente entre los años 1.902 y 1.908 entró en servicio la planta Los Naranjos, también hidroeléctrica, con tres unidades de 375 kW, cada una, las cuales fueron reemplazadas en 1.957 por una unidad de 1.900 kW. En el sitio de Lira, operó otra pequeña hidroeléctrica entre 1.911 y 1.955.

La Electricidad de Caracas añadió a su posible fuente de generación la de los ríos Yaguara y Petaquire que forma el río Mamo. En 1.933 se pusieron en servicio las hidroeléctricas de Mamo, Caoma y Marapa con capacidad conjunta de 7.600 kW.

También en 1.933-34 se colocó en servicio el denominado sistema Guarenas, con las hidroeléctricas Curupao e Izcaragua con capacidad para 4.950 kW. Posteriormente se adquirió de la Unión Venezolana de Electricidad, el sistema de Naiguatá con la hidroeléctrica de mismo nombre con capacidad en 1.944 de 3.200 kW. En 1.972 las unidades originales fueron reemplazadas por una unidad de 3.800 kW.

En otra parte del país, se establecieron plantas hidroeléctricas y así Maracay era alimentada por las hidroeléctricas de Choroní puesta en funcionamiento desde 1.923 y Uraca en 1.929 y Valencia por las del Pao complementadas por diesel.

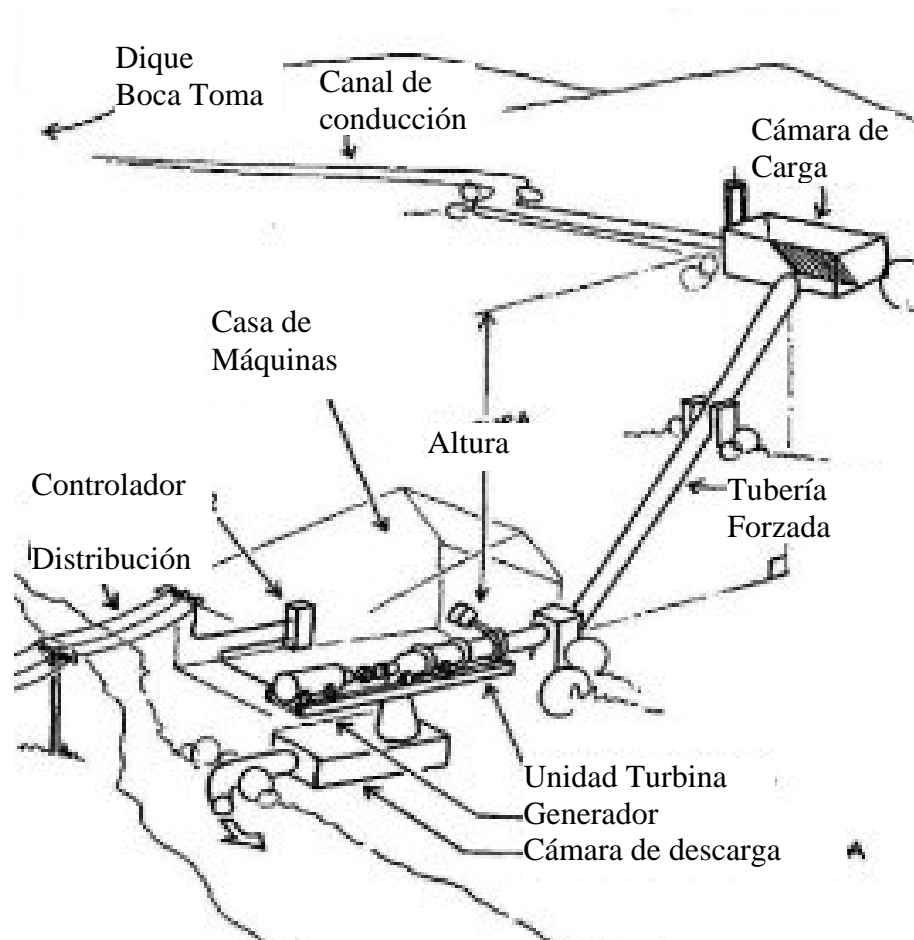
Mérida también fue electrificada mediante hidroeléctrica utilizando las aguas del río Mucujún. También en Tovar, La Grita, El Cobre, Cordero, Rubio y San Cristóbal se construyeron hidroeléctricas, que complementadas con diesel, alimentaban dichas poblaciones.

En general los inicios del desarrollo eléctrico nacional se caracterizó por la utilización del recurso hidroenergético a base de PCH, pero la falta de supervisión gubernamental permitió la proliferación de distintos voltajes de generación, transmisión y distribución, así como de ciclaje o frecuencia, estos aspectos en particular fueron decisivos en la extinción de las PCH como medio de

aprovechamiento de pequeños ríos, dado que cuando se comenzó la estandarización de los sistemas eléctricos para la interconexión resultó más conveniente sacar de servicios a las PCH que adecuarla a las nuevas exigencias.

## 2.2 RESEÑA HISTORICA DE LA PCH DE CHORONÍ [12]

En la figura 1 se puede observar el esquema general de la PCH de Choroní.



**Figura 1** Esquema general de la PCH Choroní [3]

Utilizando un valle y la cuenca del río Choroní, el gobierno nacional dispuso, luego de los estudios técnicos respectivos, la instalación de una planta hidroeléctrica que suministraría electricidad a Maracay y al propio Choroní. A tal efecto se contrató

por intermedio de Ministerio de Obras Públicas al Ing. Carlos Blascitz para que realizara el proyecto, la adquisición de las turbinas y demás elementos fueron realizadas en Alemania a través de la firma H. Rodríguez Ceballos y Compañía, representante de varias casas comerciales, entre ellas la Telefunken.

La obra comenzó hacia fines de 1921 y la planta entró en funcionamiento en 1923 bajo la dirección del ingeniero Carlos Eduardo Pacanins Acevedo. La figura 2 muestra una vista frontal del dique, ubicado en el sector Uraca, Choroní Estado Aragua.

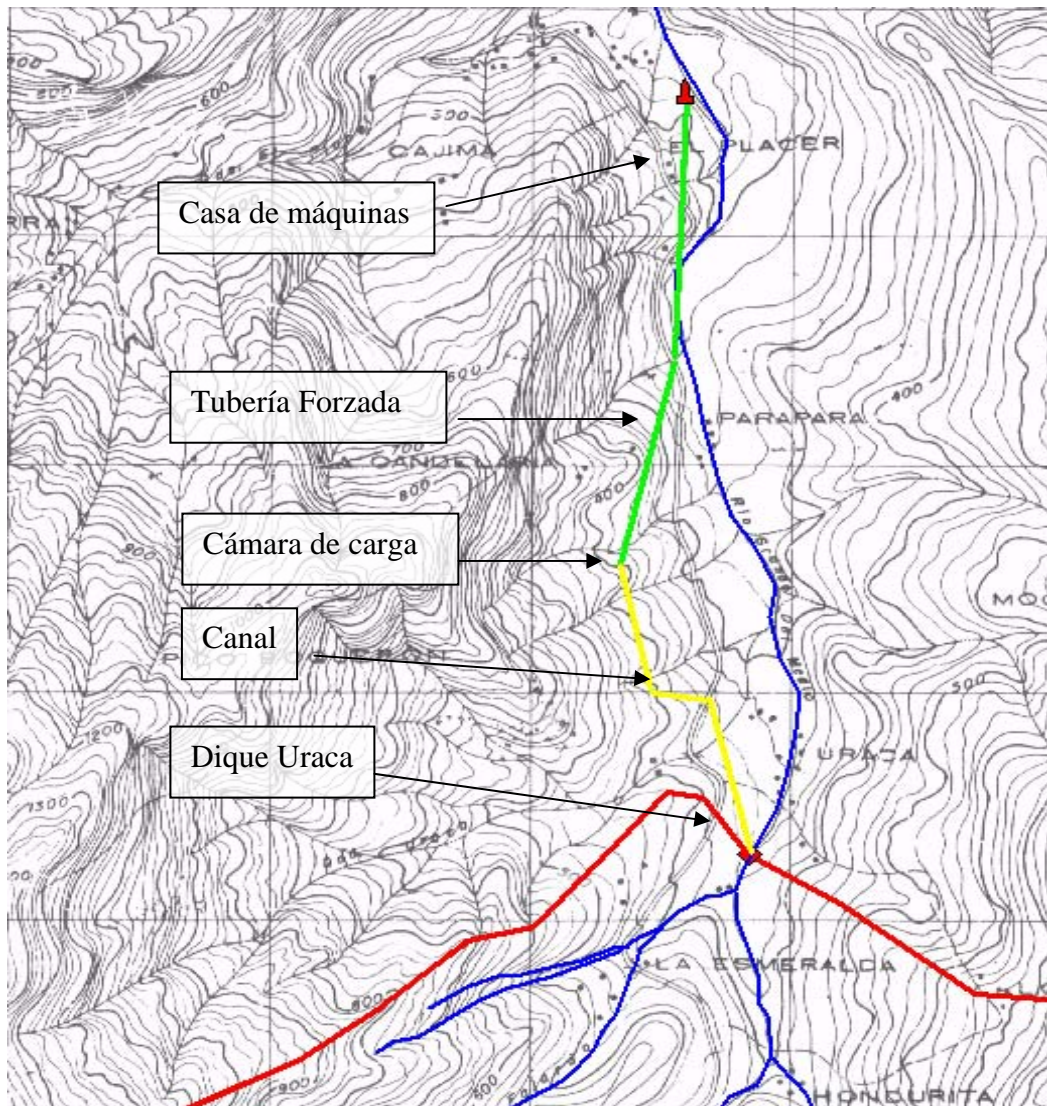


**Figura 2** Dique Uraca PCH Choroní. Fuente Propia

### **2.3 COMPONENTES DE LA PCH CHORONI**

La PCH de Choroní cuenta con una presa o dique de gravedad cuya cresta se encuentra a 327 msnm, tiene una longitud de 40 m, una altura desde la base de unos 20 m; la bocatoma se encuentra a unos 4 m por debajo de la cresta, posee un canal de conducción que recorre una distancia de 1600 m con una sección transversal promedio de 0,715 m<sup>2</sup>. Tiene dos desarenadores el primero se encuentra a 200 m del

dique y el segundo, justo en la cámara de carga, que se encuentra a 285,5 msnm, tiene 2100 m de tubería forzada de diámetro 0,80 m. En la figura 3 se muestra el recorrido del canal y de la tubería forzada sobre el mapa 6642-II-NE en escala 1:25000



**Figura 3** Ubicación de los distintos componentes de la PCH Choroni.

### 2.3.1 Casa de máquina de la PCH Choroni

Está ubicada en la margen izquierda del río Grande del Medio de Choroni a unos 10 km antes de su desembocadura en el mar Caribe; en la figura 4 se muestra

una panorámica externa de la casa de máquinas. Esta equipada con tres grupos de turbina – generador - excitatriz con las características mostradas en las tablas 1, 2, y 3

**Tabla 1** Característica del generador sincrónico

Equipo	Tipo de Rotor	Fabricante	Tensión nominal	Frecuencia	Potencia Nominal	Velocidad Nominal
Generador Sincrónico	Polos Salientes	Oerlikom	3000 V	50 ciclos	700 kVA	1000 rpm

**Tabla 2** Característica de la Turbina hidráulica

Equipo	Fabricante	Tipo	Potencia Nominal	Velocidad Nominal
Turbina Hidráulica	Escher Wyss	Francis eje Horizontal	700 kW	1000 rpm

**Tabla 3** Característica del generador excitatriz

Equipo	Fabricante	Tensión nominal	Potencia Nominal	Velocidad Nominal
Generador DC	Oerlikom	110V	12,3 kVA	1000 rpm

La situación actual de los generadores sincrónicos y excitatriz DC es de desmantelamiento por consecuencia del pillaje al que fueron objeto; en el caso de la turbinas se mantienen buen estado como se muestra en la figura 5



**Figura 4** Vista externa de la casa de máquinas. Fuente Propia



**Figura 5** Equipos electromecánico desmantelado. Fuente Propia

## **CAPITULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PCH [5]**

##### **3.1.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas definición.**

Las pequeñas centrales hidroeléctricas son centrales de generación, con potencias de generación entre 500kVA y 5000kVA según clasificación que se expondrá más adelante. En su mayoría se construyen en zonas aisladas y en la actualidad no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida. Se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo.

##### **3.1.2 Tipos de centrales hidroeléctricas.**

El aprovechamiento hidroenergético se puede realizar construyendo una presa para crear un embalse, esta forma requiere de gran profundidad en su diseño y gran tecnología. Este tipo de obra no es recomendable para las pequeñas centrales, por cuanto son obras costosas que en la mayoría de los casos encarecen el costo de kW instalado. La otra forma es por medio de la derivación del caudal; este caso tiene un fácil diseño y es posible usar tecnología regional; en el caso de la

PCH de Choróní dispone de una presa la cual tiene posibilidad de ser recuperada previo a los estudios pertinentes.

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

### **3.1.3 Componentes principales de las PCH**

A continuación se hará una breve descripción de los elementos que componen una PCH:

**3.1.3.1 Bocatoma:** Es la obra en la que se toma el caudal necesario para obtener la potencia de diseño.

**3.1.3.2 Azudes:** Son muros dispuestos transversalmente al curso del agua de los ríos y sirven para desviar parte del caudal hacia la toma.

**3.1.3.3 Obra de conducción:** Es la encargada de conducir el caudal de la bocatoma al tanque de presión, tiene una pendiente leve, la más usada puede ser un canal, pero también son usados túneles o tuberías.

**3.1.3.4 Desarenador:** Es un tanque de mayor dimensión a la obra de conducción, en el que las partículas en suspensión pierden velocidad y son decantadas por gravedad, cayendo al fondo.

**3.1.3.5 Cámara de Carga:** Es un tanque en el que la velocidad del agua es cercana a cero, empalma con la tubería a presión, y debe evitar el ingreso de sólidos

y de burbujas de aire a la tubería de presión, y amortiguar el golpe de ariete; además, debe garantizar el fácil arranque del grupo turbina-generator y tiene un volumen de reserva en caso de que las turbinas lo soliciten.

**3.1.3.6 Aliviadero:** Se usa para eliminar el caudal de exceso en la bocatoma y el tanque de carga, regresándolo al curso natural.

**3.1.3.7 Tubería forzada:** Es la tubería que transporta el caudal de diseño a la turbina; se apoya en anclajes que soportan la presión de agua y la dilatación por los cambios de temperatura.

**3.1.3.8 Casa de máquinas:** Es el sitio donde se encuentra la turbina, los generadores, los equipos auxiliares, las válvulas de admisión y los aparatos de maniobra, regulación y protección; allí se transforma la energía hidráulica en mecánica, y ésta en eléctrica; en la casa de máquinas está la conexión al sistema de transmisión.

**3.1.3.9 Turbinas hidráulicas:** Son máquinas que transforman la energía potencial, cinética y de presión del agua, en energía mecánica de rotación. Se clasifican según su funcionamiento, en turbinas de acción, las cuales utilizan solo la velocidad del agua para poder girar; y en turbinas de reacción que emplean, tanto la velocidad como la presión, para desempeñar el trabajo de rotación.

**3.1.3.10 Reguladores de velocidad:** Son servomecanismos que sirven para mantener constante la velocidad de giro de la turbina y la frecuencia de la energía eléctrica generada, manteniendo constante la velocidad sincrónica del generador.

**3.1.3.11 Generador:** Es una máquina acoplada a la turbina, que convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, en su circuito de salida.

### 3.1.4 Clasificación de las PCH`s [5]

La Organización Latinoamericana de energía OLADE clasifica las PCH de acuerdo a la potencia instalada como se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4** Clasificación de PCH según potencia instalada [5]

<b>POTENCIA (kW)</b>	<b>TIPO</b>
0 - 50	Micro central
50 - 500	Minicentral
500 - 5000	Pequeña Central

Según la caída o diferencia de cota (H) OLADE las clasifica como se muestra en la tabla 5

**Tabla 5** Clasificación de PCH según caída [5]

<b>Tipo Central</b>	<b>Baja</b>	<b>(m)</b>	<b>Media (m)</b>	<b>Alta</b>	<b>(m)</b>
<b>Micro</b>	H<	15	15<H<50	H>	50
<b>Mini</b>	H<	20	20<H<100	H>	100
<b>Pequeña</b>	H<	25	25<H<130	H>	130

### 3.2 POTENCIAL HIDROENERGÉTICO [3], [5]

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

### **3.2.1 Principio de funcionamiento de una PCH.**

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

#### **3.2.1.1 Potencia de una PCH**

La potencia eléctrica del recurso hidroenergético en kW está dada por:

$$P = 9.8 * H * Q * \eta \text{ (kW)} \quad (1)$$

Donde:

$Q$  es el caudal en  $m^3/s$

$H$  es la altura en m

9.8 es el peso específico del agua

$\eta$  es la eficiencia de la PCH

La demostración de la ecuación 1 que caracteriza a un aprovechamiento hidroeléctrico se documenta en el anexo 2 sección A2.1

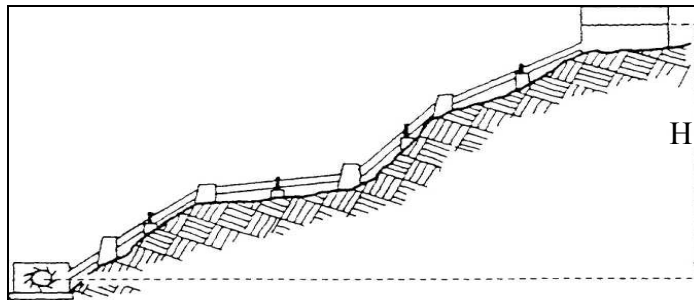
### **3.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO [3]**

La capacidad de generación de energía mediante el empleo de agua está determinada por el salto o caída (energía potencial) que se pueda obtener y del caudal disponible. El salto depende de la topografía del terreno, y el caudal de las características del río o arroyo que se va a utilizar.

En las secciones A1.1 y A1.2 del anexo 1 se describen detalladamente algunos métodos sencillos para medir el salto y el caudal en ríos o canales.

### 3.3.1 Medición de salto

Los mapas con curvas de nivel sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas. En los estudios de factibilidad y en los definitivos se hace necesario realizar mediciones en el lugar a fin de obtener una mayor precisión. Por lo general se requiere precisiones de 3% o más, puesto que la caída figura 6 es un parámetro importante en el diseño del sistema.



**Figura 6** Desnivel entre cámara de carga y casa de máquinas

### 3.3.2 Medición de Caudal

Es probable que algunas veces no exista información para hacer un estudio de hidrología, entonces debe iniciarse la recolecta de datos a partir de mediciones instantáneas del caudal. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se usan mediciones semanales y mensuales

## 3.4 HIDROLOGÍA [5]

La cantidad de agua que escurre en un río varía a lo largo del año. Esta variación del caudal obedece a múltiples factores entre los que destacan: el área de la cuenca, las condiciones climáticas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales del caudal son referencias importantes que deben tomarse en cuenta, pero por sí solas no son suficientes para informarnos si el año será muy seco o muy lluvioso, o a qué niveles de caudal puede bajar el río en época de estiaje y hasta que niveles podría subir en tiempo de avenidas.

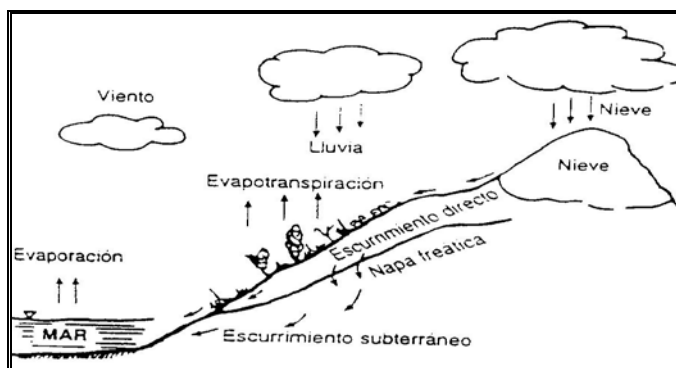
Un estudio hidrológico de la cuenca podría contestar estas preguntas y muchas otras, pero debido a que la hidrología no es una ciencia exacta, por lo general las respuestas se dan en forma probabilística de ocurrencia.

### **3.4.1 El ciclo hidrológico**

El transporte de agua del mar a la atmósfera por efecto de la evaporación, su caída a la superficie por precipitación y su regreso al mar a través de los ríos o filtraciones, es conocido como el ciclo hidrológico.

En forma resumida y simplificada y conforme a la figura 7, el agua de mar se evapora debido a la radiación solar; luego estas masas de vapor de agua son transportadas por acción de los vientos a tierra firme donde el agua se precipita en forma de lluvia o nieve (ésta última en zonas frías) Una vez en la tierra, parte del agua corre por los ríos y otra parte es absorbida por el terreno y se infiltra hasta niveles inferiores a la napa freática. El agua en esta zona se mueve lentamente hacia acuíferos o el mar. El agua absorbida por el terreno también es absorbida por las plantas regresando en algunos casos a la atmósfera debido a la transpiración. El agua de la superficie regresa en parte a la atmósfera por efecto de la evaporación.

La mayor parte del agua llega al mar por medio de los ríos, los cuales captan agua de las precipitaciones. El agua del subsuelo, que se mueve más lentamente, llega una parte a los ríos y otra al mar completando el ciclo.



**Figura 7** El ciclo hidrológico [3]

### 3.4.2 Estudio hidrológico

En zonas aisladas, los datos hidrológicos son escasos, y en éste tipo de proyectos muchas veces se necesitan datos de cuencas pequeñas, donde la información es aún menor. El estudio hidrológico se puede simplificar, siguiendo los siguientes parámetros:

- Mediciones de caudales (caudal máximo, mínimo, promedio)
- Medición de la velocidad de la corriente de agua
- Relación entre niveles y caudales
- Observación de sedimentos transportados

Se prosigue construyendo la curva de duración de caudales, la curva de frecuencia de aparición de caudales y los volúmenes de sedimentos.

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

- Si se tiene información pluviométrica más no hidrológica es posible determinar los caudales máximo, mínimo y medio.

- Si no se tiene información ni hidrológica ni pluviométrica cercana a la bocatoma o si se tiene información de un sitio de la cuenca del afluente alejado de la bocatoma, es posible transponer información de una cuenca vecina o de una cuenca similar.
- Si el proyecto es muy pequeño puede ser suficiente con información de uno o dos años en el lugar de la bocatoma.

Todos estos casos se desarrollan en la sección A1.3 del anexo 1.

### **3.4.3 Curva de duración de caudales.**

Es una representación gráfica, en la que se ubican en las ordenadas los caudales medios en orden descendente (de mayor a menor), y en las abscisas se ubican los periodos de la información. Se gráfica sobre este plano el caudal contra su probabilidad de ocurrencia. El mayor caudal registrado tiene la menor probabilidad de ocurrencia, y el mínimo registrado la mayor probabilidad.

Por medio de ésta curva se selecciona o determina el caudal adecuado para el diseño de la PCH, ya sea aislada o interconectada.

### **3.4.4 Curva de frecuencias de caudales.**

Esta curva permite saber cuantas veces se repite un caudal durante un periodo escogido, sobre un plano en el que se ubica en las ordenadas los caudales medios en orden descendente y en las abscisas la frecuencia de repetición de estos caudales. De esta curva se saca el caudal que más ocurre durante el periodo escogido, escogiendo el caudal de diseño para una PCH, este dato es de especial utilidad cuando se diseña una PCH interconectada.

### **3.4.5 Caudal de diseño.**

Es el caudal con que se proyecta el diseño de la PCH, que debe garantizar la obtención de la potencia de generación estimada para la central, permitiendo la amortización de la planta en el tiempo calculado. La potencia disponible se toma como el 90% de la curva de duración.

Para obtener la potencia adicional con almacenamiento, el caudal se puede tomar como el 50% de la curva de duración o como el caudal más constante de la curva de frecuencias.

Si la PCH es aislada el caudal de diseño debe garantizar tanto la demanda de energía anual como la potencia pico en el último año del proyecto; si es interconectada debe garantizar el suministro que aportará a la red.

### **3.4.6 Características de las cuencas**

Las características físicas de la cuenca tienen una influencia importante en el escurrimiento del agua. A continuación se explican en forma resumida algunas de ellas.

#### **3.4.6.1 Área de la cuenca**

El área de cuenca es un dato muy importante en todo estudio de hidrología. Una cuenca de gran área tendrá una tendencia menor a tener picos pronunciados en los caudales de avenida que una cuenca pequeña. Además, en una cuenca de mayor área los valores del escurrimiento mínimo en el año serán mayores que en pequeñas cuencas debido a una mayor cantidad de acuíferos subterráneos y a la menor influencia de las lluvias locales. En el anexo 1 sección A1.3.5 se detallan los aspectos técnicos para el cálculo del área de la cuenca

### **3.4.6.2 Información meteorológica**

La hidrología de una cuenca depende, en primer lugar, de las condiciones climáticas. Entre estas destacan: precipitación, humedad, temperatura ambiental, radiación solar y velocidad del viento. Todas afectan de una manera u otra la evaporación y la transpiración de las plantas.

#### **3.4.6.2.1 Precipitación**

La precipitación ocurre fundamentalmente bajo la forma de lluvia, aunque también puede presentarse como niebla, rocío o nieve, granizo.

Las estaciones pluviométricas registran los datos de precipitación. Por lo general, la información es expresada en milímetros (mm).

La precipitación puede variar considerablemente de un lugar a otro, incluso a unos pocos kilómetros de distancia. Esto ocurre, por ejemplo, en la región Andina, donde existen variaciones de altitud del orden de miles de metros en cuencas pequeñas (de unas decenas de kilómetros cuadrados).

#### **3.4.6.2.2 Evaporación y transpiración**

El agua se evapora de los ríos, lagos, del terreno con o sin vegetación, de los árboles. La tasa de evaporación está influenciada por varios factores como la temperatura, la radiación solar, la humedad relativa, la velocidad del viento, y otros. En algunos lugares la tasa de evaporación puede llegar a 1.500 o 2.000 mm al año [5].

La transpiración se refiere a la pérdida de agua a través de los poros de las plantas. En la práctica es casi imposible diferenciar entre evaporación y transpiración en un terreno cubierto de vegetación. Por ello comúnmente se utiliza el término

evapotranspiración. En el anexo 1 se analiza un método para estimar la evapotranspiración

### **3.4.7 Estimación del escurrimiento mensual por el método de la NRECA [3]**

Por lo general, las PCH se ubican en pequeñas quebradas donde los ríos no tienen registros de aforos. Por ello la National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) de los EE.UU. propone un método para el cálculo del escurrimiento mensual basado en datos meteorológicos de la cuenca. En la sección A1.4 del [Anexo 1]. Este método puede aplicarse a cuencas menores de 1000 Km<sup>2</sup>, donde no haya una acumulación significativa de nieve, ni regulación del caudal de los ríos por grandes reservorios o lagos.

Los autores de este método consideran que durante e inmediatamente después de fuertes precipitaciones, debido a que el terreno está saturado de agua, la mayor parte de la lluvia se mueve como escurrimiento superficial hacia los ríos creando caudales de avenida. Posteriormente, el agua absorbida por el terreno durante las lluvias se mueve como flujo subterráneo hacia los ríos o quebradas y los provee de agua en períodos en los que no se presentan, lluvias.

## **3.5 TURBINAS HIDRÁULICA [4], [7]**

Definición: Son máquinas que permiten la transformación de energía hidráulica en energía mecánica.

### **3.5.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas**

Son diversas las razones de tipo técnico que dan base para establecer una clasificación de las turbinas hidráulicas. Razones que, en la mayoría de los casos, se complementan entre sí, para definir e identificar ampliamente a un determinado tipo

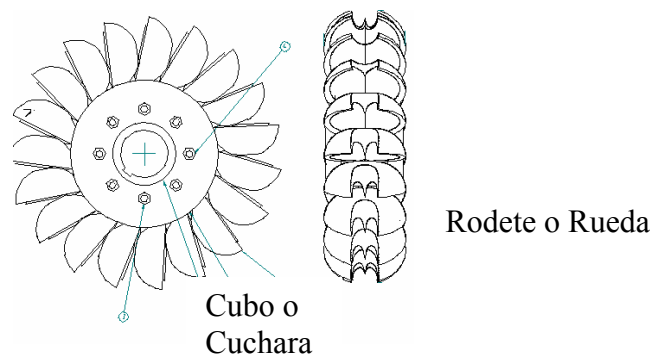
de turbina; sin embargo, para efectos del presente trabajo especial sólo se habló de las turbinas de acción y reacción.

### 3.5.2 Turbinas de Acción. [4]

Básicamente la energía del flujo de agua es completamente convertida en energía cinética antes de la transformación en el rodete. Esto quiere decir que el flujo pasa a los cubos de la rueda sin diferencia de presión entre la entrada y la salida. Por consiguiente sólo la fuerza impulsiva va a ser transferida por los cambios de dirección de los vectores de velocidad de flujo cuándo pasan por los cubos del rodete o rueda creando energía la cual será convertida a energía mecánica sobre el eje de la turbina.

El flujo entra al rodete con una presión cercana a la atmosférica en forma de uno o más chorros a reacción o presión, regularmente espaciados alrededor de la circunferencia de la rueda. Esto quiere decir que cada chorro de agua a reacción golpea momentáneamente sólo un fragmento o parte de la circunferencia de la rueda. Por eso las turbinas de acción son también llamadas Turbinas Parciales.

El rasgo importante de la turbina de acción es que no hay cambio de presión estática a través del rodete. Además las turbinas de impulso son utilizadas para altas caídas mayores a 300 metros. Las turbinas hidráulicas del tipo de acción son la rueda Pelton, como se muestra en la figura 8. y la Michell-Banki



**Figura 8.** Turbina de Impulso [4]

### 3.5.3 Turbinas de reacción [4]

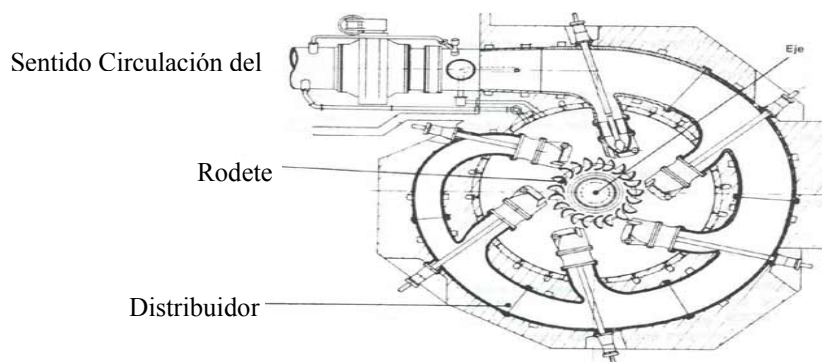
Se consideran como turbinas de reacción, aquellas en las que cada una de las láminas de fluido que se forman, después de pasar el agua a través de las palas fijas y directrices, no se proyectan hacia los alabes del rodete de manera frontal, sino que, más bien, se trata de un deslizamiento sobre los mismos, de tal modo que el sentido de giro del rodete no coincide con la dirección de entrada y salida del agua

El agua, en su recorrido entre los alabes del rodete, cambia de dirección, velocidad y presión. Todo ello, provoca una reacción en el rodete, dando origen a la potencia producida en la turbina, cuyo valor, paradójicamente, está en función de la carga perdida por el líquido en su desplazamiento. Como ejemplos de turbinas de reacción, están las Francis y Kaplan.

### 3.5.4 Principales Turbinas Hidráulicas.

#### 3.5.4.1 Turbinas Pelton. [7]

En la figura 9 se muestra el esquema de este tipo de turbinas. Son máquinas robustas y simples, capaces de un buen rendimiento según figura 59 del anexo 2.



**Figura 9.** Componentes esenciales de una turbina hidráulica Pelton Eje vertical con seis inyectores. [7]

El rotor está constituido por un disco que soporta unas cucharas con doble cavidad, distribuidas uniformemente en su periferia hasta un número de 20. Están diseñadas para deflectar hacia ambos lados del disco el chorro con las mínimas pérdidas posibles, con la simetría resultante se evitan fuerzas laterales sobre el disco, aunque ocurre también una deflexión en el plano del disco. Estas cucharas están rebajadas en su extremo más externo a objeto de evitar interferir con la cuchara que recibe el chorro plenamente. Debido a la periódica entrada y salida en carga de las cucharas su resistencia a la fatiga es importante y el par ejercido sobre el eje oscila periódicamente en pequeña cantidad. El rotor puede ser de eje horizontal o vertical.

La regulación en estas turbinas viene dada, por el inyector que sirve para controlar el grado de apertura y con ello es posible controlar la carga. Sin embargo, los tiempos de reacción necesarios pueden ser tan cortos que resultan en sobre presiones excesivas en las tuberías, por efectos no estacionarios, especialmente en instalaciones de gran tamaño. Por ello, se limita la velocidad de apertura y cierre del inyector al máximo tolerable y se elige una estrategia de abrirlo más de lo necesario en actuaciones no estacionarias, y se añaden dispositivos externos de reducción de la carga. El otro sistema más utilizado agrega unos alabes deflectores orientables en la espiga, los cuales normalmente tienen un borde de salida con orientación axial, no afectando a la dirección del chorro. Si se requiere una rápida reducción de carga se hace que estos alabes impriman una componente tangencial al chorro, la fuerza centrífuga resultante abre el chorro en espiral, impidiendo con ello que incida en las cucharas.

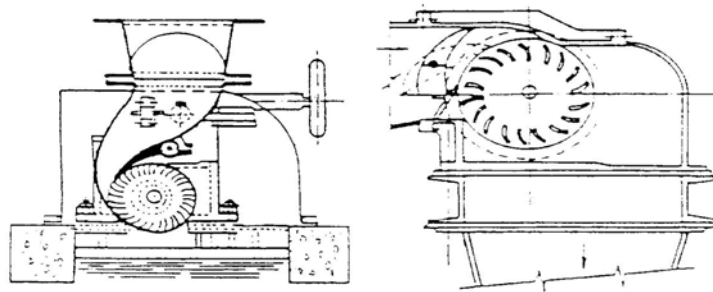
#### **3.5.4.2 Turbinas Michell-Banki [3]**

Esta turbina fue inventada por A. G. Michell (Australia) y patentada en 1903 posteriormente entre 1917 y 1919. Fue estudiada por Donar Banki (Hungria), en la Universidad de Budapest. Se trata de una turbina de Acción de flujo radial centrípeto-centrífugo, de flujo transversal, de doble paso y admisión parcial. (Figura 10)

Sin embargo, recientes ensayos han indicado que existe una pequeña reacción en el primer paso a causa de una presión ligeramente superior a la atmosférica, debido a la cercanía del inyector al rodete.

#### 3.5.4.2.1 Descripción

El distribuidor consiste en una tobera de sección rectangular que abarca al rodete en un cierto ángulo de admisión parcial. Está dotado de una paleta directriz para la regulación del caudal. Se puede operar manual o automáticamente. El rodete tiene forma de tambor o cilindro y está compuesto por un par de discos, entre los cuales se fijan una cierta cantidad de alabes de perfil circular y de simple curvatura. Por lo general los alabes se fijan a los discos mediante soldadura. La forma cilíndrica del rodete permite que la turbina pueda trabajar dentro de grandes rangos de variación de caudal con sólo darle la longitud conveniente.



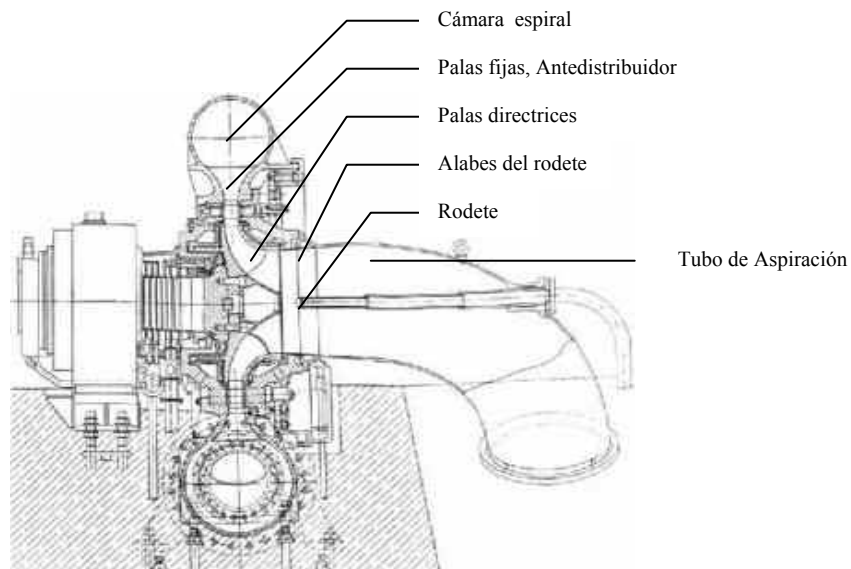
**Figura 10** Turbina Michell-Banki (a) con paleta directriz exterior e inyector vertical (b) con paleta directriz central e inyector horizontal [3]

La característica de la turbina Michell-Banki consiste en que un amplio chorro de agua de sección rectangular incide dos veces cruzando el interior, sobre los alabes del rodete. La diferencia fundamental respecto a otras turbinas es que no hay deflexión axial del chorro, ya que el flujo discurre sobre planos perpendiculares al eje.

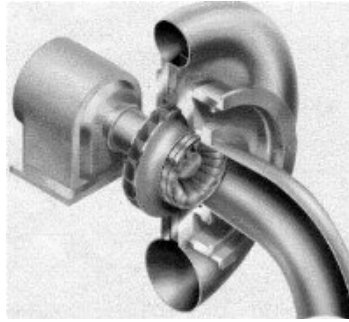
La eficiencia es buena dentro de un amplio rango de caudales, aunque no muy alta si se compara con las turbinas Pelton y Francis; sin embargo, debido a su bajo costo y fácil construcción local, es una alternativa interesante para las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) sobre todo por el hecho que las PCH que actualmente están en funcionamiento a cargo de EDELCA al sureste del país tienen en algunos casos éste tipo de turbina que cabe destacar han sido desarrolladas e implementadas a través del departamento de pequeñas centrales hidroeléctricas de dicha empresa.

### 3.5.4.3 Turbinas Francis. [7]

Por ser éste el tipo de turbinas instalada en la casa de máquinas de la PCH de Choróní se hará una amplia explicación acerca del funcionamiento y descripción de partes de este tipo de turbinas. Al igual que las turbinas Pelton y Michell Banki, las turbinas Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal, si se requiere un tamaño pequeño de turbina, figura 11.



**Figura 11** Turbina Francis de eje Horizontal. [7]



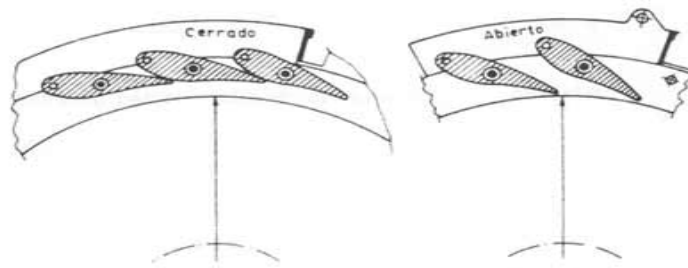
**Figura 12** Esquema general de instalación de una turbina Francis eje horizontal [5]

La corriente de agua llena todos los canales completamente en las paletas y el rodete respectivamente. Por eso el agua está bajo presión cuando entra en el rodete.

**3.5.4.3.1 Cámara Espiral.** Aunque existen varios diseños de cámaras, se hará referencia concretamente a cámaras espirales, por ser las de instalación más frecuente.

Al abrir la compuerta de la cámara de carga el agua es conducida a través de la tubería forzada de la cámara espiral y distribuida alrededor de unas paletas fijas (ante distribuidor) y completamente por la circunferencia de las paletas directrices (figura 11). Está constituida por la unión sucesiva de envolturas tronco-cónicas, cuyos ejes respectivos forman una espiral, construidas por láminas de acero normalmente soldadas. Desde el acoplamiento con la tubería forzada, donde el diámetro interior de la envoltura correspondiente alcanza su valor máximo, la sección interior, circular en la mayoría de los casos, va decreciendo paulatinamente hasta la envoltura que realiza el cierre de la cámara sobre sí misma, cuyo diámetro interior se reduce considerablemente, figura 12. Con esta disposición se consigue que el agua circule con velocidad aparentemente constante y sin formar torbellinos, evitándose pérdidas de carga.

**3.5.4.3.2 Paletas Directrices.** Son palas móviles, su función es la de distribuir, regular o cortar totalmente, el caudal de agua que fluye hacia el rodete. 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, figura 13.

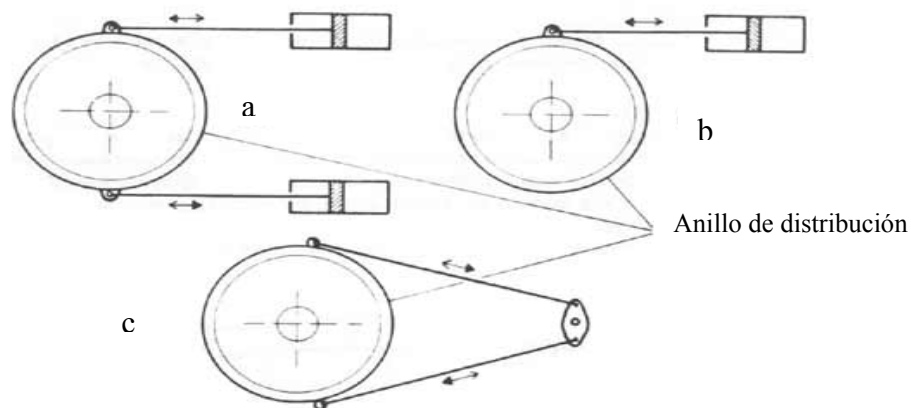


**Figura 13.** Detalles posiciones, cerrado o abierto, de las paletas directrices del distribuidor. [7]

Todas las paletas directrices, cuyo número oscila aproximadamente entre 12 para turbinas pequeñas y 24 para grandes, son exactamente iguales y conservan entre sí idénticas posiciones respecto al eje de turbina.

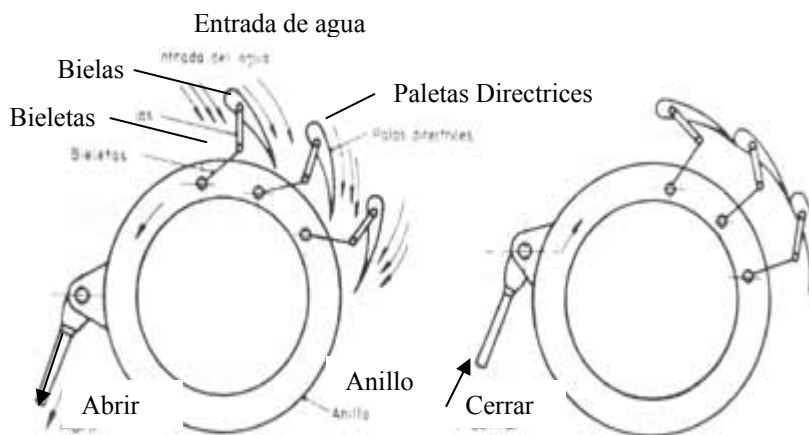
**3.5.4.3.3 Equipo de regulación mecánica de las paletas.** Se trata de un conjunto de dispositivos mecánicos, basándose en servomecanismos, palancas y bielas, que constituyen el equipo de regulación de la turbina, controlado por el gobernador del sistema.

**3.5.4.3.4 Servomotor.** Normalmente son dos, cada uno de los cuales, accionado por aceite a presión según órdenes recibidas del gobernador, desplaza una gran biela, en sentido inverso una respecto de la otra, a modo de brazos de un par de fuerzas, proporcionando un movimiento de giro alternativo a un aro móvil, llamado anillo o volante de distribución, concéntrico con el eje de a turbina, figura 14.



**Figura 14.** Vista transversal del accionamiento del anillo de distribución.  
 a) Por dos servomotores, b) y c) por un servomotor. [8]

**3.5.4.3.5 Anillo de distribución.** Con sus movimientos, en sentido de apertura o cierre total o parcial, hace girar a todas y cada una de las paletas directrices, por medio de palancas de unión entre éste y la parte superior de cada uno de los ejes respectivos de aquellas. El giro conjunto y uniforme de las palas directrices, permite variar la sección de paso de agua a través del distribuidor, figura 15.



**Figura 15** Accionamiento de las paletas directrices con el anillo distribuidor. [4]

Las palancas mencionadas reciben el nombre de bieletas y bielas, según el sentido desde el anillo de distribución hacia las palas directrices.

**3.5.4.3.6 Rodete.** Se trata de la pieza fundamental donde se obtiene la energía mecánica deseada, como se menciona en 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, figura 16.

Consta de un núcleo central, alrededor del cual se encuentra dispuesto un número determinado de paletas 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 paletas están unidas entre sí, por su parte externa inferior, mediante una llanta o banda que hace cuerpo con las mismas. Unos anillos de acero, 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.

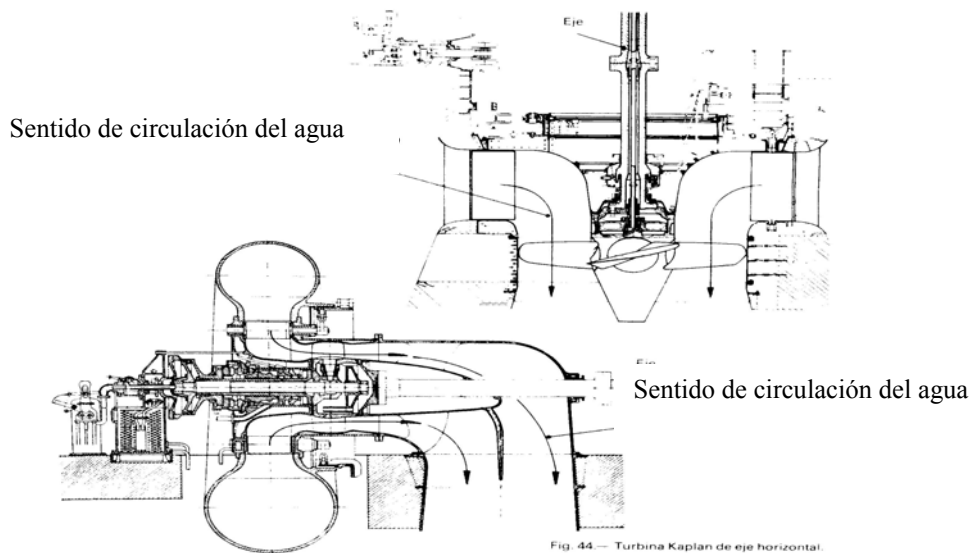


**Figura 16.** Rodete de una Turbina Francis

### 3.5.4.4 Turbinas Kaplan [4].

Son turbinas de admisión total, incluidas así mismo en la clasificación de turbinas de reacción así como las turbinas Francis. Las características constructivas y de funcionamiento, son muy similares entre ambos tipos, solo que sus alabes son ajustables, de forma que la incidencia del agua en el borde de ataque del alabe pueda producirse en las condiciones de máxima acción, debido a los alabes orientables del rodete. Debido a su singular diseño, permite 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 como se muestra en la figura 17



**Figura 17** Turbina kaplan (a) eje vertical (b) eje horizontal

### 3.6 PRINCIPIOS DE GOBERNACIÓN [4].

Habiendo descrito las características principales de las turbinas hidráulicas, esta sección describe el control de velocidad o frecuencia, históricamente conocido como gobernador de velocidad. La potencia o carga del sistema también es controlada indirectamente por el gobernador sólo que para efectos de nomenclatura se hablará del gobernador de velocidad.

El gobernador, es un sistema de control asociado a la unidad generadora que permite mantener constante la velocidad en la máquina. En un grupo turbina-generador, el gobernador recibe información de frecuencia y potencia demandada, los cuales provienen del sistema de potencia, donde se compara con valores de referencia, si estas comparaciones son cero es indicativo que el gobernador no debe originar cambios en las condiciones de operación dado que la máquina esta en la velocidad deseada.

De ser diferentes estas señales se generará un error, la misma será captada por el regulador que ejercerá la función de control ordenando al accionador o controlador, a través del servomotor abrir o cerrar las paletas, permitiéndole a la turbina incrementar o decrementar la potencia mecánica de la unidad para corregir la desviación de velocidad.

El gobernador indirectamente permite mantener la frecuencia constante y satisfacer la carga. La expresión que relaciona la velocidad sincrónica con la frecuencia viene dada por:

$$\text{Velocidad} = \frac{120 \cdot \text{Frecuencia}}{\text{Numero de polos}} = \frac{120 \cdot f}{N} \quad 2)$$

Al analizar esta expresión se observa que al ser el número de polos un parámetro fijo una vez que la máquina está construida, una velocidad constante implica una frecuencia constante, es decir, al controlar la velocidad se garantiza el control de la frecuencia o viceversa. De igual forma sucede con el control de carga, de ocurrir en un sistema eléctrico un incremento de la potencia eléctrica de carga, se tendrá momentáneamente una potencia eléctrica mayor a la potencia mecánica ( $P_e > P_m$ ), provocando una potencia desacelerante que reducirá la velocidad en la máquina. Esta variación en la velocidad será censada por el gobernador, quien ordenara un incremento en la apertura de paletas para incrementar la potencia mecánica y de esta forma retornar la velocidad al valor de referencia, este equilibrio se alcanza cuando la potencia mecánica y eléctrica son iguales ( $P_e = P_m$ ), con lo cual se satisface la carga.

Como se dijo anteriormente, el gobernador de una turbina es un equipo para el control y ajuste de la potencia de salida de la turbina y debe cumplir con dos propósitos principales:

- Mantener la velocidad de rotación estable y constante de la unidad Turbina-Generador para cualquier cambio de carga en la red eléctrica manteniendo fija las condiciones de conducción del agua.
- Para rechazos de carga o paradas de emergencia la turbina debe cerrar paletas según los límites de velocidad rotacional de la unidad y aumento de presión en la conducción del agua.

Para [4], las alteraciones de carga en la red eléctrica causan desviaciones entre la potencia de salida de la turbina y la carga. Para una disminución de carga, el exceso de potencia acelera las masas rotativas de la unidad según los límites de velocidad máxima giratoria. Para conservar el aumento de velocidad por debajo de los límites de rechazos de carga, la tasa de admisión-cierre debe ser igual o mayor que un cierto valor. Para el aumento de presión en la conducción del agua la

condición es inversa, porque la tasa admisión-cierre debe ser igual o menor que cierto valor para conservar el aumento de presión tan bajo como sea posible, es decir, que se mantenga en los límites aceptables. Para centrales eléctricas donde estas dos demandas no se cumplen por un sólo control, los gobernadores son provistos de funciones de doble control, uno para controlar el aumento de velocidad giratoria y el otro para controlar el aumento de presión. Esto es normal para gobernadores de turbinas Pelton y Francis cuando tienen una alta caída de agua.

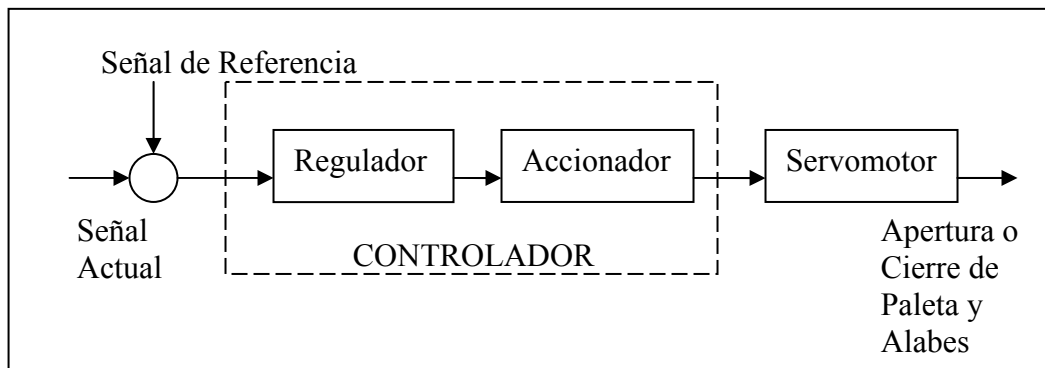
El principio de gobernación para una turbina Francis es:

- Ajustar el cambio de cierre-apertura de las paletas directrices a un valor que satisfaga los límites máximos de velocidad giratoria.
- Manejar bien la descarga a través de una válvula que controle la subida de presión en el conducto para que se conserve por debajo del nivel prescrito.

El gobernador al igual que los diferentes sistemas de control han tenido cambios tecnológicos que han mejorado su comportamiento. Los primeros gobernadores eran enteramente electromecánicos éste es el caso del gobernador que se encuentra instalado en la PCH de Choróní, evolucionando con el tiempo a gobernadores de tipo electrónico hasta alcanzar los existentes hoy en día de tipo numérico o digital.

### **3.6.1 Estructura del Sistema de Gobernación. [13]**

En principio la estructura del gobernador es similar a la indicada en la figura 18. Ésta consta de un regulador que tiene como función detectar las variaciones tanto de frecuencia como de potencia en la unidad, de forma tal de originar una señal de corrección la cual es enviada a un accionador para corregir la desviación, el conjunto regulador-accionador es llamado unidad controladora o controlador, ya que allí se efectúa el proceso de control y pueden ser mecánico-hidráulico o electro-hidráulico.



**Figura 18.** Diagrama General del Gobernador.

El accionador está constituido por equipos mecánicos que se encargan de mover la otra estructura importante del gobernador llamada servomotor, el cual se encarga de amplificar los cambios de admisión determinados por el controlador, para así mover las paletas y alabes en la turbina. Además cuenta con un sistema de suministro de aceite a presión, para que en cualquier momento que se requiera se suplan suficientes cantidades de aceite para el sistema del servomotor. Las diferencias entre los diferentes tipos de gobernadores se encuentran a nivel del regulador como se explicará en la siguiente sección.

### **3.6.2 Tipos de gobernadores.**

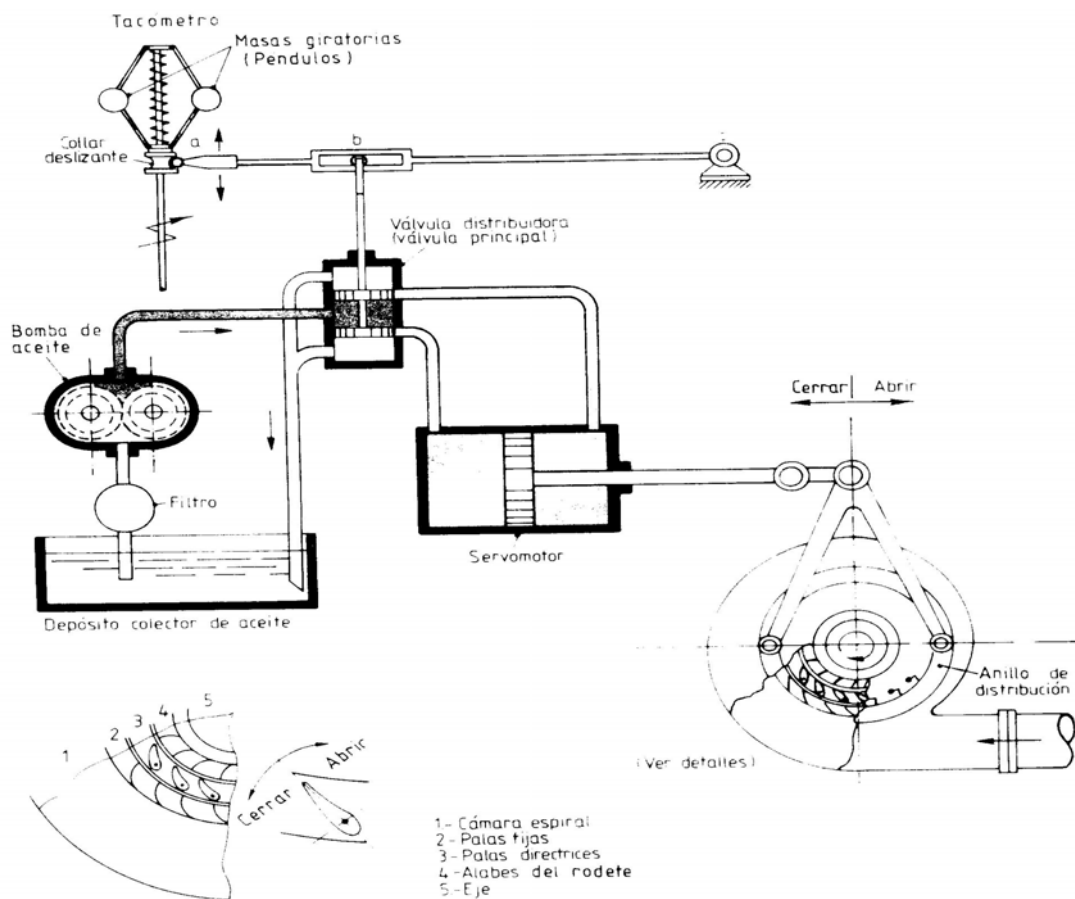
#### **3.6.2.1 Gobernador Mecánico-Hidráulico [7].**

Este gobernador está discontinuado y sólo se aprecia en plantas con más de veinte años de funcionamiento, como por ejemplo, la PCH de Choróní y la PCH de Uraca, pero de igual forma es necesario exponer este tipo de gobernador, ya que a partir de su funcionamiento y estructura nacen las demás tecnologías.

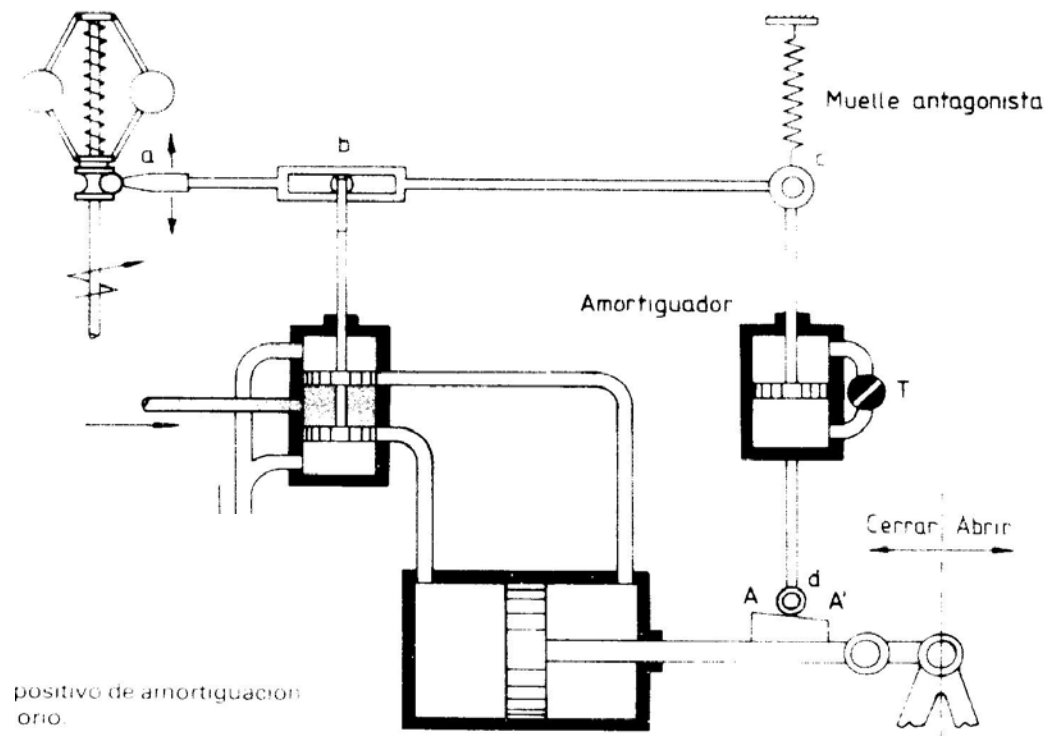
En la figura 19 se aprecia este tipo de gobernadores donde el proceso comienza en el detector de velocidad, el cual es un péndulo centrífugo compuesto de dos esferas girando a una velocidad proporcional al eje del generador, así cuando la máquina

experimente una aceleración o desaceleración, las esferas se alejarán o acercarán por efecto de la fuerza centrífuga, atenuando en su movimiento por el efecto de un resorte que las une.

Este movimiento lineal mueve una serie de varillas que regulan la acción de comando, actuando sobre una válvula piloto, el movimiento hacia arriba o hacia abajo permite el paso en uno u otro sentido de aceite a presión hacia el servomotor, que por el efecto de la diferencia de presiones moverá un mecanismo en forma de pistón que transmitirá un movimiento lineal para accionar los gatos hidráulicos que cerrarán o abrirán las paletas en el anillo distribuidor de la turbina. Éste tipo de reguladores se conoce como astáticos o isódromos.



**Figura 19.** Gobernador Mecánico hidráulico astático. [7]



**Figura 20** Gobernador con estatismo [7]

Si este movimiento lineal es realimentado hacia la entrada entonces el gobernador se conoce con el nombre de efecto estático o gobernador con estatismo figura 20, este mecanismo permite transmitir la acción de corrección producido por el servomotor hacia el elemento detector de velocidad alterando el desplazamiento de éste, con lo cual se crea una diferencia de desviación de velocidad real y la desviación de velocidad medida. El resultado de esta alteración es que la máquina corregirá en función de la desviación de velocidad medida, que al ser diferente de la desviación real, impedirá que la máquina retorne a su velocidad de referencia ante la ocurrencia de un desbalance generación-carga, es decir, de producirse un rechazo de generación que produzca una reducción de frecuencia, el gobernador recuperará la misma a un valor ligeramente por debajo de 60 Hertz. De igual forma de producirse un rechazo de carga que produzca un ascenso de frecuencia, el gobernador recuperara la misma a un valor ligeramente por encima de 60 Hertz.

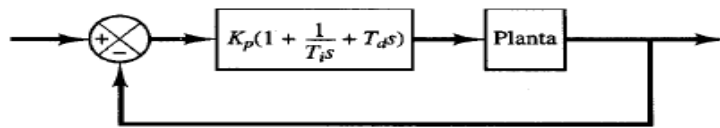
### **3.6.2.2 Gobernador Electro-Hidráulico.**

Esta clase de gobernadores sustituyeron al mecánico, debido al cambio radical de su regulador de velocidad, y se pueden clasificar en gobernadores analógicos o electrónicos y gobernadores digitales o numéricos.

#### **3.6.2.2.1 Gobernador Analógico.**

En este gobernador los elementos mecánicos fueron sustituidos por componentes electrónicos que manejan señales analógicas que le agrega una mejor velocidad de respuesta y una mayor sensibilidad a variaciones de la velocidad. A pesar de estas mejoras el gobernador sigue siendo un sistema de control lento con tiempos de respuesta en el orden de los segundos, ya que desde el punto de vista del sistema de regulación los elementos electrónicos permiten tiempos de respuesta por el orden de los milisegundos; sin embargo, los elementos restrictivos están a nivel del servomotor y en la turbina. Estos componentes son mecánicos y requieren grandes niveles de energía para variar su condición de operación, en este sentido a pesar de que el regulador pueda responder en milisegundos, es necesario colocarles constantes de tiempo que permitan una repuesta en segundos, para que la señal de corrección pueda ser seguida por la velocidad de respuesta de los elementos mecánicos.

Este tipo de Gobernador puede ser representado por la figura 21, donde el elemento regulador está representado por un proporcional-integrativo-derivativo (PID), la Planta representa el servomotor que puede ser modelado por un integrador con su respectiva constante de tiempo con su limitador a la salida y con el lazo de realimentación se representa el estatismo. En el anexo 4 se muestran los modelos que representan el comportamiento de los grupos Turbina – Generador.



**Figura 21** Modelo Clásico de un Gobernador [14].

Las funciones del controlador PID, que serán explicadas más adelante con detalles, así como los parámetros del gobernador pueden variarse durante su operación sin perturbar el sistema.

### 3.6.2.2 Gobernador Digital.

Este representa la última tecnología y al igual que en los casos anteriores el cambio drástico está a nivel del regulador de velocidad. En el gobernador analógico el regulador estaba compuesto por tarjetas electrónicas que manejan señales analógicas, la nueva concepción hacia el gobernador numérico se basa en la digitalización de la señal analógica para convertirla en un número, cuyo valor es procesado por el regulador, que no es más que un microprocesador donde las funciones de transferencias constituidas por componentes electrónicos se convierten ahora en ecuaciones y modelos matemáticos que realizan el cálculo, para una vez obtenida la respuesta convertir este dígito en una señal analógica para ser enviada hacia el accionador. Entre las ventajas que se originan con estos nuevos gobernadores están las siguientes:

- Esta diseñado para todos los tipos y tamaños de turbinas hidráulicas.
- Las funciones de transferencia son ecuaciones establecidas en un programa de computación (Software), por lo que cambiar su respuesta es solo cambiar el programa sin alterar el Hardware.
- Por ser el control a través de un software puede ser cambiado y mantenido a distancia, mediante la utilización de una vía de comunicación como puede ser el Internet.

- Es fácil acceder las señales internas para su monitoreo en caso de una investigación de falla.
- Es completamente autónomo, se puede auto diagnosticar señalando preventivamente cualquier anomalía.

La parte constituida por la válvula piloto y servomotores es en esencia similar en los diferentes gobernadores, lógicamente las técnicas y elementos constructivos han sido mejorados con el fin de tener un mejor comportamiento de estos. Así mismo, los elementos auxiliares y de control a nivel del accionador, servomotor, están adaptados a los avances tecnológicos.

### **3.6.3 Ajustes en los gobernadores.**

#### **3.6.3.1 Parámetros Proporcional-Integral-Derivativo (PID). [14]**

Como se dijo anteriormente una de las leyes de control más ampliamente usadas en sistemas de gobernación hidráulica es el controlador PID y puede ser implementado mecánicamente, neumáticamente, eléctricamente o como es más común hoy, el dispositivo basado en la computadora, son fáciles de ajustar y configurar, teniendo como ventaja principal el usar un controlador digital en el sistema gobernante para ser más sensitivo a pequeños errores y eso implica que la acción correctiva sea acelerada. Además, los controladores digitales son exactamente reproducibles y producen una respuesta idéntica para todas las unidades en línea en contraste a la variabilidad de los gobernadores mecánicos o eléctricos. Los tres parámetros PID son regulables, así se puede ajustar el gobernador para encontrar las necesidades de la planta.

El término proporcional del controlador produce una señal de control proporcional al error en el sistema, esto es  $u(t) = K_p \cdot e(t)$ . Típicamente, dado un cambio en el valor de referencia, para valores pequeños de  $K_p$  dan lugar a respuestas

estables pero los errores son grandes. Para valores superiores de  $K_p$  dan un mejor comportamiento, pero crea una peor respuesta transitoria. Por consiguiente, la acción proporcional se usa para reducir el error en estado estable, aunque aumentando la ganancia  $K_p$  disminuye la constante de tiempo del sistema y la amortiguación. La acción proporcional nunca puede eliminar el error en estado estable del sistema porque algún pequeño error debe estar presente para producir una salida de control.

Una forma común de reducir la constante de error es incorporando acción una integral en el controlador. Aquí, la señal de control generada es proporcional a la integral de la señal de error, que es  $u(t) = K_i \cdot \int e(t) dt$ , donde  $K_i$  es la ganancia integral. Mientras exista un error, el integrador tiende a aumentar la acción de control, así se controla la demanda de la planta. Luego, cuando el error desaparece, la salida del integrador puede ser usada para mantener la acción de control necesaria para las condiciones en estado estable. Aunque el error en estado estable puede reducirse a cero, tal actuación es lograda a expensas de la estabilidad. Esto es porque el término integral aumenta la magnitud de la oscilación introduciendo  $90^\circ$  adicionales de atraso en la fase en todas las frecuencias, reduciendo así la ganancia y los márgenes de fase.

Para reducir la oscilación se agrega un tercer término, el cual tiene una señal de control proporcional a la derivada del tiempo (tasa de cambio) de la señal de error  $u(t) = K_d \frac{\partial e(t)}{\partial t}$ , donde  $K_d$  es la ganancia derivativa. La señal de salida responde sólo a la tasa de cambio del error, no tiene efecto en la operación en estado estable (la tasa de cambio es cero). La retroalimentación derivada pura no es práctica para implementarse y eso es usualmente usado en la conjunción con las ganancias proporcionales y/o integrales para aumentar la amortiguación del sistema. La función de transferencia del controlador clásico es:

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d \cdot s \quad (3)$$

A menudo, el controlador es representado en términos de las interacciones creadas como:

$$G(s) = K_p \left( 1 + \frac{1}{s.T_i} + s.T_d \right) \quad (4)$$

Donde:

$$T_i = \text{Constante de tiempo de la acción Integral} = \frac{K_p}{K_i}$$

$$T_d = \text{Constante de tiempo de la acción Derivativa} = \frac{K_d}{K_p}$$

### **3.6.4 Componentes fundamentales de un regulador de velocidad**

Aparte de los componentes ya mencionados, tales como tacómetro, válvula piloto, válvula distribuidora, todo regulador cuenta con mecanismos, para realizar funciones parciales muy definidas, que complementan la fundamental, la cual es la regulación. Si bien, en los nuevos reguladores, son electrónicos los dispositivos que no han de transmitir esfuerzos directos, se hará una sucinta exposición de los más significativos, basándose en la similitud de cometido, en los puramente mecánicos:

#### **3.6.4.1 Control de caída de velocidad**

Este dispositivo, vinculado estrechamente al equipo estabilizador, se conoce también como dispositivo de estatismo permanente, control del grado de estatismo, control de caída relativa de vacío a plena carga o control de velocidad inherente.

Tiene como misión, fijar la repartición de la carga entre dos o más grupos acoplados en paralelo, permite ajustar la caída de velocidad desde el valor cero hasta el 6 %, aproximadamente, de la velocidad de régimen a plena carga; el valor usualmente ajustado, está comprendido entre el 2% y el 4 %, dependiendo de las fluctuaciones de carga previstas en el sistema.

Cuando se ajusta para caída de velocidad de valor cero, posición de regulación totalmente estática (velocidad constante para cualquier carga), el grupo tenderá a aceptar todas las oscilaciones de carga. En cambio, este se opondrá a dichas oscilaciones en mayor grado cuanto mayor sea el valor ajustado, es decir, menor será la proporción de las fluctuaciones de carga del sistema tomadas por los grupos.

#### **3.6.4.2 Control de velocidad**

O, en sentido más amplio, control de carga-velocidad, distinguiendo como control de carga cuando actúa sobre la máquina acoplada, y control de velocidad cuando está desacoplada.

Está gobernado por un motor eléctrico, con reductora y embrague, denominado motor de ajuste de velocidad o motor de sincronización porque se utiliza para ajustar la velocidad de sincronismo del grupo, cuando se realiza la maniobra de acoplamiento de éste, en paralelo, al sistema.

Este mecanismo puede ser controlado a distancia, a través del motor, desde el cuarto de control; o localmente, desde el propio cuerpo del regulador.

Debido a la acción que ejerce el muelle limitador del tacómetro, le permite al Operador mantener los valores requeridos de carga o de velocidad, según proceda, haciendo los ajustes oportunos. En condiciones de funcionamiento normal del grupo, las acciones sobre el dispositivo del control de carga, son ejercidas directamente por el llamado equipo de telerregulación o, lo que es lo mismo, regulación automática a distancia, desde un centro común de coordinación, conocido como Despacho Central de Maniobras (D.C.M.), todo ello según exigencias del servicio en la red

### 3.6.4.3 Control del límite de apertura

Su denominación más usual es la de limitador de carga. Consiste en un mecanismo que, accionado por motor, bloquea el movimiento de la válvula piloto, estableciendo el límite de carga que debe proporcionar el grupo, en relación con el límite de apertura permitido al distribuidor. Puede ser maniobrado a distancia o localmente

## 3.7 LA MÁQUINA SINCRÓNICA COMO GENERADOR [3].

Una máquina síncrona es aquella cuyo rotor gira a la misma velocidad mecánica que el campo magnético principal o fundamental del estator. El sincronismo entre los campos le da el nombre a este tipo de máquinas rotativas.

El rotor inductor se encuentra alimentado por una fuente eléctrica de corriente directa, la cual produce un campo magnético constante que al cortar las bobinas del estator induce en él una fem ( $E_0$ ); dicha tensión ( $E_0$ ) tendrá un desfase con respecto a la tensión ( $U$ ) en bornes de la máquina. Si la fem está adelantando entre  $0$  y  $90^\circ$  con respecto a la tensión en bornes, dicha máquina es un generador, y si la fem está en atraso, será un motor.

En un generador, el desfase entre la fem ( $E_0$ ) y la tensión ( $U$ ) se debe al par proporcionado por el primomotor (una turbina hidráulica) y, en un motor se debe al par de frenado de la carga.

El campo magnético del rotor en una máquina síncrona se alimenta de una fuente de corriente directa en cualquiera de las siguientes formas:

- Un generador de corriente directa acoplado al eje del generador principal. (éste es el caso de la PCH de Choróni)

- Un generador de excitación independiente movido por otra máquina.
- Por auto excitación, esta forma consiste en rectificar parte de la corriente de alterna en bornes de la máquina e inyectarla al rotor como corriente directa a través de anillos rozantes.

### **3.7.1 Tipos de máquinas síncronas y sus componentes.**

La máquina síncrona está compuesta por una parte fija llamada estator y una parte móvil llamada rotor. El estator de la máquina síncrona en un principio no se diferencia del estator de una máquina asíncrona, es decir, está compuesto por un cuerpo, un núcleo magnético y unas bobinas.

Constructivamente, el estator de la máquina síncrona se puede diferenciar dependiendo de la utilización y de las medidas de la máquina. En una máquina síncrona de muchos polos de gran potencia, el diámetro interno del estator superior a 900 mm se divide en varios segmentos para facilidad de su transporte y su montaje, los cuales durante el montaje forman un cilindro que es el núcleo del estator.

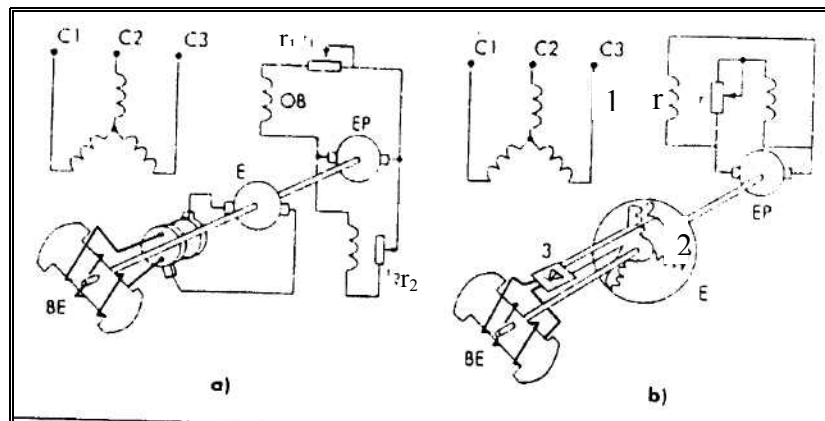
Los rotores de las máquinas síncronas pueden ser de dos tipos: de polo saliente o de polo liso. Los rotores de polo liso son de un reducido número de polos, y es característica de primomotores de elevadas velocidades (1800, 3600 rpm). El rotor de polos salientes se caracteriza por un elevado número de polos, bajas velocidades (60 a 1200 rpm) y son típicos generadores hidráulicos, suelen ser de eje vertical en grandes generadores.

### **3.7.2 Formas de excitación de la máquina síncrona.**

La forma más usual de excitar la máquina es electromagnética, es decir, en los polos del rotor se ubica la bobina de excitación. Cuando circula por ellas una

corriente continua surgen unas líneas de fuerza magnética, las cuales en el circuito magnético inducen un campo también magnético.

Generalmente se utilizaba para la excitación de la máquina un generador especial de corriente continua de excitación independiente, llamado excitatriz E (véase figura 22a), la bobina de excitación (*BE*) de la cual se recibe la alimentación de corriente continua de un generador (excitación en paralelo), llamado excitatriz piloto *EP*. El rotor de la máquina síncrona está acoplado al eje de la excitación y girando simultáneamente. En este caso, la corriente que alimenta la bobina de excitación de la máquina síncrona se suministra a través de unos anillos rozantes y unas escobillas. Para la regulación de la corriente de excitación se utilizan reóstatos de regulación, los cuales se conectan en el circuito de la excitatriz ( $r_1$ ) y de la piloto ( $r_2$ ).



**Figura 22** Formas de Excitación de la máquina síncrona [3]

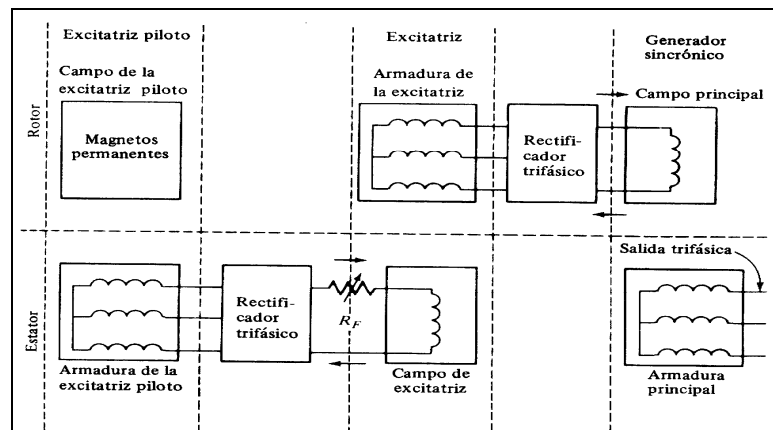
En generadores síncronos de mediana y gran potencia el proceso es automático.

En generadores de gran potencia suelen utilizarse en calidad de excitatriz generadores de inducción de corriente alterna, a los cuales se les conecta un puente

rectificador. El control de la corriente de excitación del generador se realiza regulando la excitación del generador de inducción.

Gran utilización también se encontró en generadores síncronos de excitación electromagnética sin escobillas, en la cual el generador síncrono no dispone de anillos rozantes en el rotor.

En calidad de excitación E en este caso se utiliza un generador de corriente alterna (véase figura 22b), en el cual a la bobina 2 montada sobre el rotor se le induce fem (bobina del núcleo), mientras la bobina 1 de excitación está montada sobre el estator de la máquina. Como resultado, la bobina núcleo de excitación y la bobina de excitación giran y su unión eléctrica se realiza sin anillos y sin bobinas. Pero así como la excitación es un generador de corriente alterna, en la salida de la bobina núcleo de excitación se conecta un puente rectificador 3, montado sobre el eje del rotor y de la máquina síncrona, el cual gira en conjunto con la bobina de excitación de la máquina y la bobina núcleo de la excitación. La alimentación de la corriente continua de la bobina de excitación 1 se realiza desde una excitatriz piloto EP que puede ser un generador de corriente continua, o un generador de corriente alterna con imanes permanentes montados sobre el eje del rotor y con el devanado trifásico en el estator con un rectificador. Lo anterior se muestra en la figura 23



**Figura 23** Excitación sin escobillas. [16]

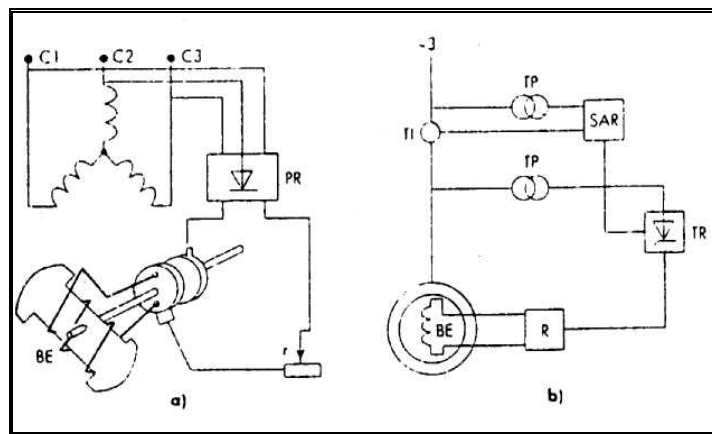
La no existencia de anillos rozantes en el circuito de excitación de la máquina síncrona permite aumentar la confiabilidad y aumentar su eficiencia. Las ventajas de éste sistema de excitación frente al sistema convencional, utilizando generadores de corriente directa, son las siguientes:

- La supresión del colector de delgas reduce considerablemente el mantenimiento.
- El sistema apenas requiere mantenimiento, solo se tendrá que tener en cuenta el adecuado flujo del aceite, comprobación de las temperaturas, inspección visual de los fusibles y de, vez en cuando, la medición de la resistencia a tierra del aislamiento.
- No existe el problema del polvo carbón, ya que no se emplean escobillas de ninguna clase. De esta forma, puede prolongarse el tiempo necesario para las limpiezas periódicas, y también, disminuye la posibilidad de que baje la resistencia del aislamiento.
- No existe contaminación atmosférica ya que todos sus componentes van encerrados herméticamente.
- Disminución de los costos de mantenimiento: Evitando la periódica reposición de las escobillas y las operaciones de limpieza y conservación del colector de delgas y los anillos rozantes.

En generadores síncronos y, en especial, en hidrogeneradores tiene una gran utilización el principio de autoexcitación (véase figura 24a). La excitación de la máquina se logra tomando de los terminales del generador corriente alterna a través de un transformador reductor y con un puente rectificador *PR* para su rectificación. Este principio de autoexcitación se fundamenta en el flujo remanente de las chapas del generador.

En la figura 24b se muestra el esquema de una estructura de un sistema de autoexcitación de un generador síncrono con un transformador rectificador y un

puente de tiristores a través de los cuales la señal de corriente alterna del generador después de ser rectificadada se suministra a la excitación del generador. El control del puente de tiristores se realiza con un sistema automático de regulación SAR, en la entrada del cual ingresa una señal de tensión y en la salida del generador (a través de transformadores de corriente). El esquema está amparado por una protección en relé *R*, el cual protege la bobina de excitación y el puente de tiristores de sobretensión y sobrecorrientes.



**Figura 24** Excitación con elementos de estado sólido [3]

En máquinas síncronas de pequeña potencia suele usarse una excitación con imanes permanentes, montados sobre el rotor de la máquina. Esta forma de excitación permite evitar el montaje de una bobina de excitación. El resultado es una máquina constructivamente menos costosa y más confiable. Dada la carencia de materiales para la elaboración de imanes permanentes con una buena reserva de energía magnética y las dificultades de su construcción, la utilización de este tipo de excitación se limita a máquinas de pequeña potencia.

### 3.7.3 Especificaciones nominales de los Generadores Síncronos

Existen ciertos límites básicos en la velocidad y en la potencia que puede obtenerse de un generador síncrono, los cuales suelen expresarse como

especificaciones nominales ("ratings") de la máquina. El objetivo de las especificaciones nominales es el de evitar el deterioro del generador, ocasionado por la utilización incorrecta del mismo. Toda máquina tiene sus especificaciones marcadas en una placa de características adherida a ella.

Las especificaciones nominales típicas de la máquina sincrónica son voltaje, frecuencia, velocidad, potencia aparente (kilovoltamperios), factor de potencia, corriente del campo y factor de servicio.

¿Es posible operar un generador a una frecuencia diferente de su frecuencia nominal? ¿Por ejemplo, es posible operar a 50 Hz un generador de 60 Hz? La respuesta es *sí*, siempre y cuando se acumulen ciertos requisitos. Básicamente, el problema es que en toda máquina hay un flujo máximo posible, y como  $E_A = K\phi\omega$ , el máximo  $E_A$  posible cambia cuando lo hace la velocidad. Concretamente, si un generador de 60 Hz debe ser operado a 50 Hz, entonces su voltaje de operación necesita ser disminuido al 50/60 u 83.3 por ciento de su valor original. El caso contrario se presenta cuando un generador de 50 Hz deba funcionar a 60 Hz.

### 3.8 SUBESTACIONES ELEVADORAS [11].

A continuación se describen sucintamente los principales elementos que conforman una subestación eléctrica, los cuales sirven de base para la selección del esquema y del diseño.

**3.8.1 Transformadores de potencia.** Dado que una de las funciones de la subestación es la de distribuir energía a diferentes niveles de tensión, es necesario considerar y especificar las características del transformador de potencia. En este sentido se deben definir los siguientes puntos:

**3.8.1.1 Grupo de conexión.** Se debe definir el grupo de conexión de los transformadores, teniendo en cuenta la necesidad de poner a tierra el sistema y/o instalarlo en paralelo con otros existentes.

**3.8.1.2 Tipo de enfriamiento.** Normalmente los transformadores de las subestaciones se refrigeran con aceite, por convección natural, adicionalmente, pueden usarse ventiladores para ventilación forzada y así aumentar la capacidad de transformación en aproximadamente un 25 %.

**3.8.1.3 Características específicas.** Para los transformadores de potencia se indicarán las siguientes características: (a) Potencia Nominal (b) Relación de transformación (c) Factor de Potencia (d) Frecuencia

### **3.8.2 Aparatos de protección.**

La finalidad de la protección es proporcionar medios para eliminar o mitigar los efectos perniciosos de las fallas eléctricas sobre los diversos elementos de un sistema eléctrico. El elemento fundamental de la protección es el relé. Históricamente los relés usados en la protección de subestaciones han sido los del tipo electromecánico los que a través de los años, han mostrado ser aparatos no caros y muy confiables.

En los últimos años sin embargo, se ha introducido el relé estático o electrónico, debido fundamentalmente, a su rapidez de funcionamiento. En la actualidad se les utiliza como protección primaria, pero siempre usándose relés electromecánicos como protección de reserva.

Cabe hacer hincapié en que la protección de sistemas de potencia en general y en su aplicación a las subestaciones en particular, debe ser considerada como una prima de seguro que se gasta. Con el objeto de proteger a las instalaciones de daños,

cuyas consecuencias socio-económicas serían muy graves, en caso de no limitarlas al mínimo. En este sentido el dinero que se gasta en protección debe ser un porcentaje razonable del costo de las instalaciones que se quiere proteger y los sistemas de protección deberán ser escogidos maximizando la protección que puede adquirirse con el dinero disponible.

### **3.8.3 Interruptores.**

Los interruptores tienen por objeto desconectar manualmente los circuitos bajo condiciones de corriente nominal de carga, vacío o automáticamente en caso de falla, es decir, en condiciones normales o anormales.

Los valores nominales del interruptor que se especifique deben considerar las diferentes condiciones de operación mencionadas. Las normas internacionales recomiendan que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor: (a) Tensión nominal y corriente nominal (b) Frecuencia nominal (c) Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica (d) Capacidades de cierre de cortocircuito (e) Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente nominal de tiempo corto. (f) Ciclo de operación nominal

### **3.8.4 Seccionadores.**

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

### **3.8.5 Fusibles.**

El uso de fusibles para la protección contra el corto circuito y contra sobrecargas en los sistemas de baja tensión ha sido muy común por la simplicidad y el bajo costo que estos elementos representan, estas características hacen que también sean usados en circuitos de media tensión. El fusible está reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están normalmente asociadas con las sobrecorrientes.

### **3.8.6 Transformadores de medida.**

**3.8.6.1 Transformadores de corriente.** En las subestaciones se usan transformadores de corriente con el objeto de obtener corrientes secundarias proporcionales a las primarias, para propósitos de medición y protección. La forma de montaje de los transformadores de corriente dependerá del tipo de interruptor de potencia que se utilice. Se pueden montar, ya sea en los bushings de los interruptores o en forma separada. Los transformadores de corriente pueden montarse igualmente en los bushings de los transformadores de potencia o en los terminales de cables.

**3.8.6.2 Transformadores de tensión.** Al igual que los transformadores de corriente los transformadores de tensión son utilizados para propósitos de medición y protección.

### **3.8.7 Aparatos de medición.**

Los aparatos de medición se usan con fines de indicación, registro y control. Los principales son; amperímetros, voltímetros, vatímetros.

### **3.8.8 Tipos de subestaciones**

De acuerdo a su tipo constructivo, las subestaciones se pueden clasificar en:

**3.8.8.1 Subestaciones tipo intemperie o al exterior:** Como su nombre lo indica, estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y elementos capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas). Por lo general se adoptan en los sistemas de alta tensión y cuando los requerimientos de terreno no son críticos.

**3.8.8.2 Subestaciones de tipo interior:** En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñados para operar en interiores. Esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, actualmente son pocos los tipos" de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias incluyendo la variante de las subestaciones del tipo blindado.

**3.8.8.3 Subestaciones tipo blindado:** En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales. Por lo general, se usan en el interior de fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones por lo que se usan generalmente en tensiones de distribución y utilización.

### **3.8.9 Selección de la configuración de la subestación**

La selección de la configuración de una subestación eléctrica es el resultado de la evaluación de muchos factores, algunos de los cuales son intangibles tales como la preferencia y juicio del diseñador. Al mismo tiempo, el sistema de barras debe enfocarse por el tipo de aplicación.

De acuerdo a la importancia de la subestación y en concordancia con la aplicación que se dará a la energía que se transmite, las diferentes configuraciones tienen generalmente una cierta aplicación, como sigue:

**3.8.9.1 Barra simple.** Se usa generalmente en subestaciones pequeñas para distribución a mediana y baja tensión, ya que se trata de un sistema poco confiable pero económico

**3.8.9.2 Barra seccionada.** Se usa igualmente, para sistemas pequeños, en los cuales existe una cierta necesidad de proporcionar una mayor confiabilidad.

**3.8.9.3 Doble barra.** Se usa cuando hay muchos interruptores que requieren un mantenimiento frecuente y principalmente en subestaciones asociadas a centrales ya que proporcionan una alta flexibilidad.

**3.8.9.4 Interruptor y medio.** Se utiliza generalmente en subestaciones de muy alta tensión y en conjunción con plantas de generación importantes, cuando se requiere un sistema confiable y flexible.

**3.8.9.5 Doble barra-doble interruptor.** Solo se utiliza en subestaciones muy grandes, de una gran importancia relativa, donde la confiabilidad es el principal objetivo.

## **CAPITULO IV**

### **METODOLOGÍA**

Este capítulo expone los aspectos metodológicos que fueron utilizados en el desarrollo del trabajo de grado. Además se indica el tipo de investigación que se utilizó, la población y caracterización de la muestra, los instrumentos para la recolección de datos y medición de las variables para la estimación del potencial hidroenergético así como el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de la población de Choroni.

#### **4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.**

Según [1], los diferentes tipos de investigación que están vigentes aplicando el método científico se dividen en dos grupos, el primero es el de investigaciones con diseño experimental y segundo el de investigaciones con diseño no experimental, considerando además que ambos son relevantes y necesarios, ya que tienen valor propio.

#### **4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.**

Según los objetivos planteados, la investigación es del tipo descriptivo, debido a que se plantea estudiar la recuperación de un lugar donde antiguamente estuvo funcionando una pequeña central hidroeléctrica. Se debe reestimar tanto el potencial hidráulico como el ciclo de demanda horaria de la zona bajo estudio, analizando las variables involucradas. En función de lo anterior se hizo un análisis

comparativo entre lo necesario y lo existente, para luego especificar los equipos y mejoras a que haya lugar bajo la premisa de mínimo mantenimiento y supervisión remota. En consecuencia, se considera que la estrategia de la investigación, será de tipo no experimental cuantitativa, ya que se manipularon variables en condiciones inalteradas para la estimación del potencial hidráulico y la demanda de la carga. Posteriormente y utilizando como información base los resultados del presente trabajo, se ejecutará en otra investigación, la evaluación del impacto de la central en el sistema de distribución tanto desde el punto de vista de generación de potencia activa como la utilización de las máquinas como condensador sincrónico.

### **4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.**

Sobre la base de las definiciones dadas por [1], la población objeto de la investigación está conformada por la cuenca del río grande del medio en Choroni, las obras civiles y la casa de máquinas de la planta hidroeléctrica de Choroni y el sistema de distribución de energía eléctrica de Choroni

### **4.4 INSTRUMENTOS.**

Para el desarrollo de esta investigación se necesitan instrumentos que permitan la recolección de los datos e información pertinente. Las estrategias empleadas para la recolección, codificación y análisis de los datos e información se fundamentaron en los siguientes instrumentos:

#### **4.4.1 Entrevistas.**

Con este instrumento se pudo tener información, a través de consultas a personas relacionadas con el sistema distribución de energía eléctrica adscritas a la gerencia de transmisión y de planificación de CADAPE, también se consultaron personas con experiencia en la modelación de cuencas hidrográficas adscritas al

departamento de Hidrometeorología de la Escuela de Ingeniería Civil de la UCV. También se realizaron entrevistas a personas relacionadas con la zona bajo estudio, bien sea porque son habitantes del lugar o por que hacen algún tipo de actividad en el sitio, como es el caso del encargado de la Fundación Agua Fuerte ubicada en lo que fue la casa de máquinas de la planta hidroeléctrica de la Uraca.

#### **4.4.2 Observación Directa.**

Es aquella en la cual el investigador puede observar y recoger datos mediante su propia observación [1], en este caso esta actividad conlleva a la evaluación del entorno en el cual operó la PCH de Choroni, aquí los resultados se obtuvieron producto de la observación, por medio de pruebas tendentes a verificar el estado de las instalaciones y equipos

#### **4.4.3 Planos, manuales y especificaciones técnicas.**

Los planos y mapas permitieron manejar aspectos inherentes a las características del circuito de distribución de Choroni así como delimitar el área de la cuenca del río grande de medio en Choroni.

#### **4.4.4 Red de Internet.**

Con este instrumento se pudo complementar las referencias bibliográficas a través de diferentes paginas que se encuentran en esta red de información.

#### **4.4.5 Paquetes Computarizados.**

Entre los paquetes que se utilizaron para el cálculo y desarrollo del trabajo de grado están los siguientes paquetes de Microsoft: Excel para realizar los cálculos del modelo hidráulico el cual requirió de extensas corridas y Visio Profesional para

realizar los diferentes diagramas, el paquete EIEWS 5, para realizar las proyecciones de demanda el paquete MapInfo para realizar los cálculos de área de la cuenca y finalmente el paquete de simulación Simulink de MATLAB R2007a. para la estimación de los parámetros óptimos del gobernador de la turbina hidráulica

#### **4.4.6 Realización de las pruebas.**

Se realizaron unas mediciones utilizando el método del flotador las cuales consistían en obtener el caudal del río Grande del Medio durante varios meses

### **4.5 PROCEDIMIENTO.**

El procedimiento que se siguió para la realización de esta investigación consta de los siguientes pasos:

- Se estudió las técnicas para el aprovechamiento de cuencas hidrológicas para la generación de energía eléctrica.
- Se estableció el potencial de energía con base a mediciones de caudal puntuales y posterior aplicación de un modelo hidrológico en la cuenca asociada a la PCH.
- Se estableció la Energía y la Demanda pico con base a los registros históricos de las curvas de energía y demanda horaria.
- Se determinó una matriz de especificaciones o términos de referencia (Ingeniería Básica) necesaria para aprovechar el potencial hidráulico existente conforme al perfil de demanda a satisfacer.
- Conforme a la matriz de especificación obtenida se realizó un análisis comparativo entre los elementos que deben conformar la PCH y los elementos existentes en el caso de estudio.
- Conocido los equipos electromecánicos que conforman la planta se realizó la selección de los mecanismos automáticos de sincronización a la red de distribución y

regulación de potencia para el suministro de la demanda pico del sistema.

- Se estimó el costo de recuperación y adecuación de los componentes de la PCH desde la toma o bocatoma hasta llegar a la red de distribución aplicando una metodología aceptada.
- Se analizó la información recabada, en base a los resultados obtenidos.
- Se elaboró un informe sobre el trabajo realizado.

## **CAPITULO V**

### **RESULTADOS**

En este capítulo se presenta el análisis sistemático de los resultados obtenidos para sustentar la recuperación de la PCH “*La planta*” en Choroni estado Aragua. Para ello se hizo uso de herramientas metodológicas y hojas de cálculo con lo cual se obtuvo la disponibilidad del recurso hidroenergético y las especificaciones de los equipos electromecánicos con su respectiva valoración económica.

Para la estructuración de la recuperación de una PCH se debe realizar los siguientes pasos; estudio de la demanda de energía eléctrica de la zona de influencia de la PCH, estimación del potencial hidroenergético del río asociado a la PCH, especificación de los equipos electromecánicos y controladores asociados a los mismo. Y finalmente, la estimación económica asociada a la recuperación de la PCH.

#### **5.1 ESTUDIO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En el anexo 5 se presenta un estudio de expansión en 115kV hacia el eje costero aragüeño realizado en el año 2000 (el cual, cabe destacar, fue negado por el Ministerio del Ambiente según entrevista al Ing. Carlos Martínez de la empresa CADAPE)

El análisis de la demanda de energía eléctrica es una de las piezas fundamentales para el estudio de recuperación de una PCH; el resultado debe aportar

el consumo actual en (kW) de la población que esta en el área de influencia de la PCH y con dicho consumo proyectar la demanda durante un período que bien puede ser 25 años o más.

En el caso de comunidades que nunca han tenido servicio de energía eléctrica la determinación de la demanda de energía eléctrica debe hacerse por medio de encuestas donde se destaque las principales actividades que se realizan en la comunidad así como el estilo de vida de las personas entre otros aspectos, orientados a obtener información que permita estimar el consumo energético y además proyectarlo al menos 25 años al futuro.

La PCH de Choróní cuya área de influencia es la parroquia Choróní del municipio Girardot estado Aragua, es atendida por el sistema interconectado nacional, por lo cual se cuentan con registros de consumo horario los cuales fueron analizados y procesados debidamente para obtener el comportamiento de la demanda en esa zona y proyectarla en el futuro.

### **5.1.1 Descripción del circuito Choróní**

El circuito Choróní es derivado de la S/E Delicias, está conectado a la barra II Tx II 115/13,8KV 20MVA y comparte la barra con el circuito Floresta y Andrés Bello. El conductor troncal es de calibre 3#4/0 ARV (capacidad máxima para transmisión de energía: 302 A), con una longitud aproximada de 57,8 Km. Atiende una carga predominantemente Residencial-Agropecuaria. En un área de aproximadamente 69 Km<sup>2</sup> Tiene un regulador de tensión bajo carga en el sector la esmeralda a unos 50 Km. aproximadamente de la S/E Delicias. En el anexo 3 se encuentra el diagrama del sistema geográfico de Aragua y el diagrama unifilar de la zona Aragua.

### **5.1.2 Resultados del estudio de demanda.**

En el anexo 3 se presenta el registro de 6 meses (octubre 2007 – marzo 2008) de las curvas de carga horaria del circuito Choróni, es de hacer notar que es una practica usual realizar transferencia de carga del circuito Choróni hacia otros circuitos de forma circunstancial [17] por ello para efectos del cálculo de energía y la respectiva proyección de demanda se tomará únicamente el consumo del Choróni que está bien representado en las curvas de demanda horaria.

En las curvas del anexo 3 (figura 60 a la figura 65) se observa que el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en el circuito Choróni está dentro de una banda bien definida, siendo los fines de semana y los días de asueto donde se presenta el mayor consumo, algo que era de esperarse por ser ésta zona un destino turístico.

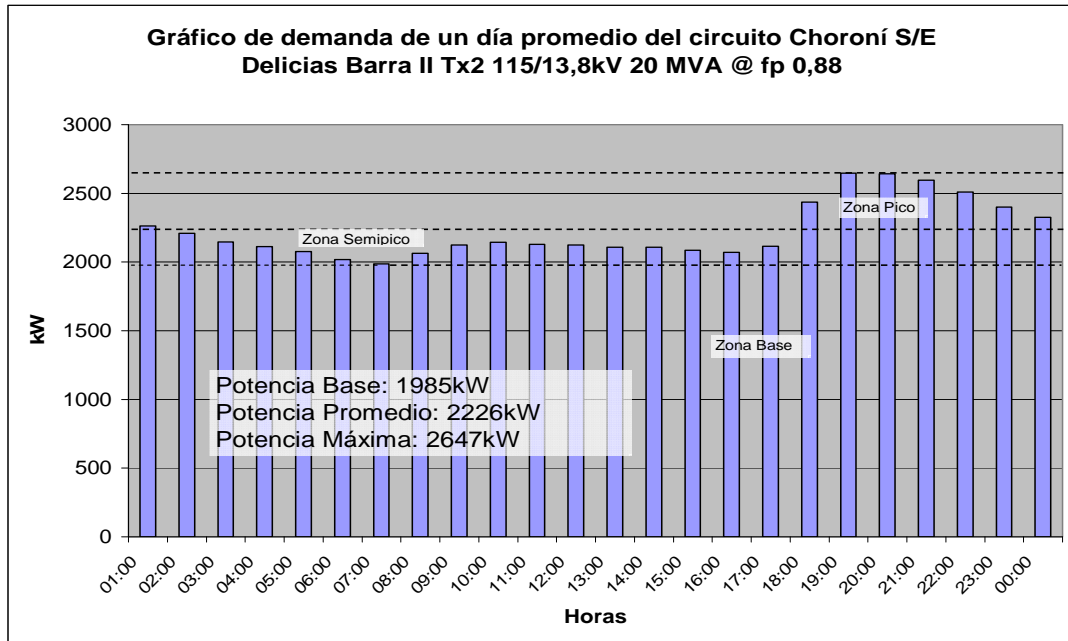
Como la PCH de Choróni complementaría al circuito Choróni que es atendido por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se tomó como día representativo el promedio de todo el registro, también, se observó que el día de mayor consumo de energía del registro utilizado fue el 20 de marzo de 2008 que coincidió con el asueto de semana santa 2008. y es que según entrevista a un operador de la S/E delicias es en el asueto de semana santa donde se presenta la mayor demanda de ese circuito.

En la figura 25 se presenta el gráfico de demanda promedio horaria expresada en kW para ello se tomó como factor de potencia el correspondiente al período de marzo-mayo 2008 medido en la barra de donde se deriva el circuito Choróni registrando un promedio de 0,88, donde se discriminan la zona base, que está comprendida entre potencia cero y la potencia mínima (1985 kW), la zona semipico, que está comprendida entre la potencia mínima y la potencia promedio (2226 kW); finalmente, se discrimina la zona pico, comprendida entre la potencia promedio y la potencia máxima (2647 kW).

Con base en el gráfico de demanda horaria se obtiene la curva de duración de cargas donde se representa la duración en el tiempo de los distintos niveles de potencia presentados en el circuito Choróní.

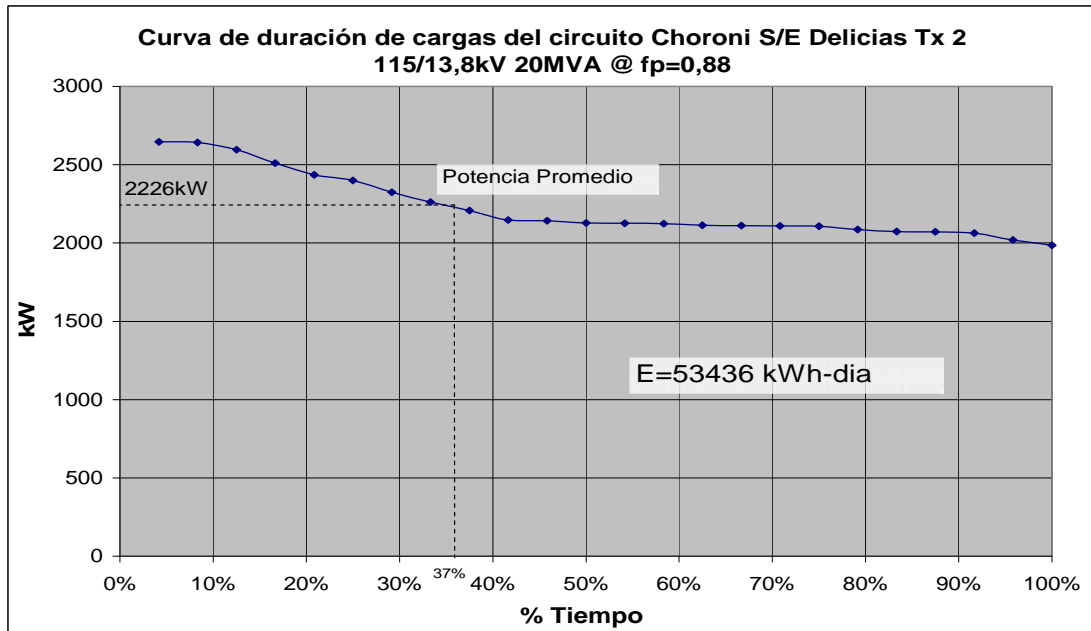
**Tabla 6** Datos de carga horaria

$\Delta t$		Carga kW	Carga ordenada kW $\leq$	Nº de apariciones	frecuencia	% de tiempo
00:00	01:00	2262,60	2647,02	1	1	4,17%
01:00	02:00	2207,85	2641,50	1	2	8,33%
02:00	03:00	2146,67	2596,67	1	3	12,50%
03:00	04:00	2111,54	2510,01	1	4	16,67%
04:00	05:00	2074,65	2435,97	1	5	20,83%
05:00	06:00	2018,84	2400,58	1	6	25,00%
06:00	07:00	1985,29	2323,96	1	7	29,17%
07:00	08:00	2064,11	2262,60	1	8	33,33%
08:00	09:00	2124,54	2207,85	1	9	37,50%
09:00	10:00	2143,87	2146,67	1	10	41,67%
10:00	11:00	2128,57	2143,87	1	11	45,83%
11:00	12:00	2125,17	2128,57	1	12	50,00%
12:00	13:00	2108,37	2125,17	1	13	54,17%
13:00	14:00	2106,90	2124,54	1	14	58,33%
14:00	15:00	2086,63	2113,53	1	15	62,50%
15:00	16:00	2070,73	2111,54	1	16	66,67%
16:00	17:00	2113,53	2108,37	1	17	70,83%
17:00	18:00	2435,97	2106,90	1	18	75,00%
18:00	19:00	2647,02	2086,63	1	19	79,17%
19:00	20:00	2641,50	2074,65	1	20	83,33%
20:00	21:00	2596,67	2070,73	1	21	87,50%
21:00	22:00	2510,01	2064,11	1	22	91,67%
22:00	23:00	2400,58	2018,84	1	23	95,83%
23:00	00:00	2323,96	1985,29	1	24	100,00%



**Figura 25** Gráfico de demanda de un día Promedio

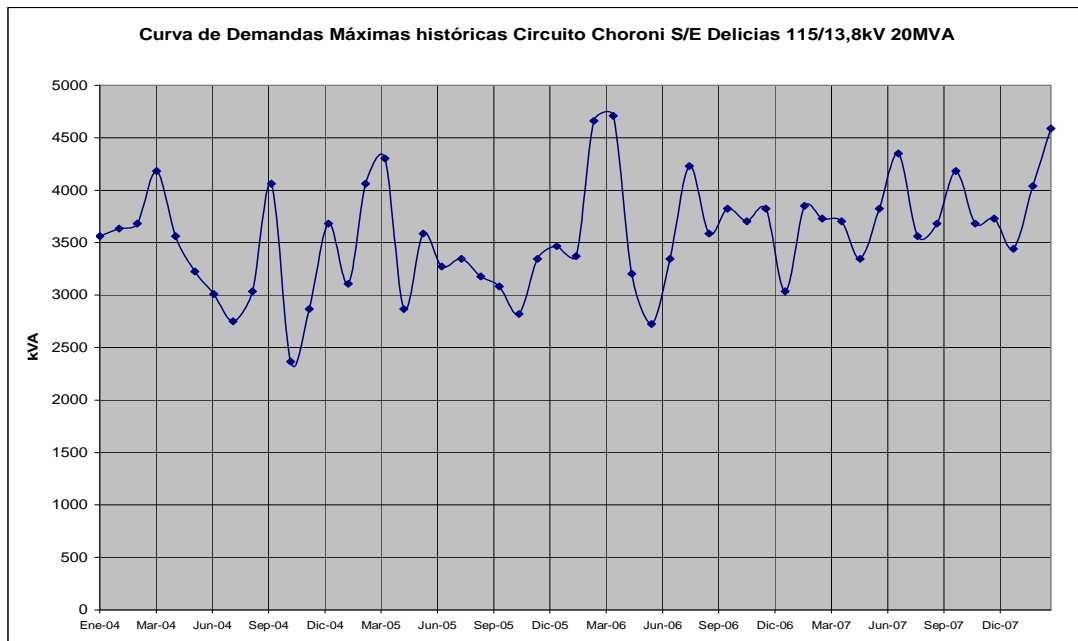
Para determinar la curva de duración de cargas se utilizó el método analítico, parte del procedimiento se resume en la tabla 6



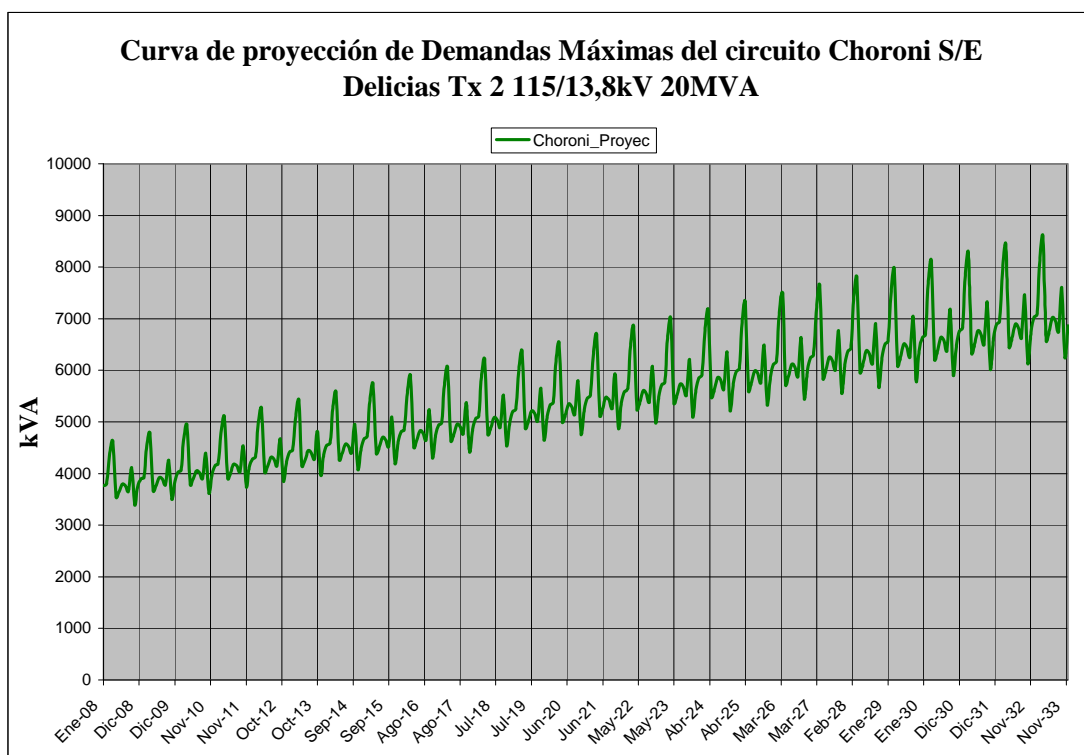
**Figura 26** Curva de duración de cargas

Se observa al analizar el gráfico de duración de cargas que el área debajo de la curva representa la energía total del sistema (53,44MWh-día ó 19506 MWh-Año) y que la duración de la potencia media es el 37% del tiempo y no el 50% como quizás pudiese haberse pensado.

Con base a los registros de demandas máximas del circuito Choroni que va desde el enero de 2004 hasta marzo de 2008 presentados en la figura 27 y debido a que los registros anteriores al 2004 de éste circuito no corresponden plenamente a la demanda de la localidad de Choroni propiamente dado que en los registros llevados para éste circuito están incluidas demandas de otros circuitos por las transferencias de carga que a menudo se realizaban. Por lo anterior sólo se cuenta con un registro perteneciente a la población de Choroni de 4 años que con respecto a las técnicas de pronóstico sólo es posible proyectar a lo sumo 4 años más, sin embargo; se realizó la proyección de demanda a la vida útil promedio de una PCH que corresponde a 25 años presentados en la figura 28 para ello se utilizó el programa EViews 5 tomando como criterio de proyección el Holt-Winters multiplicativo.



**Figura 27** Variación de cargas máximas históricas

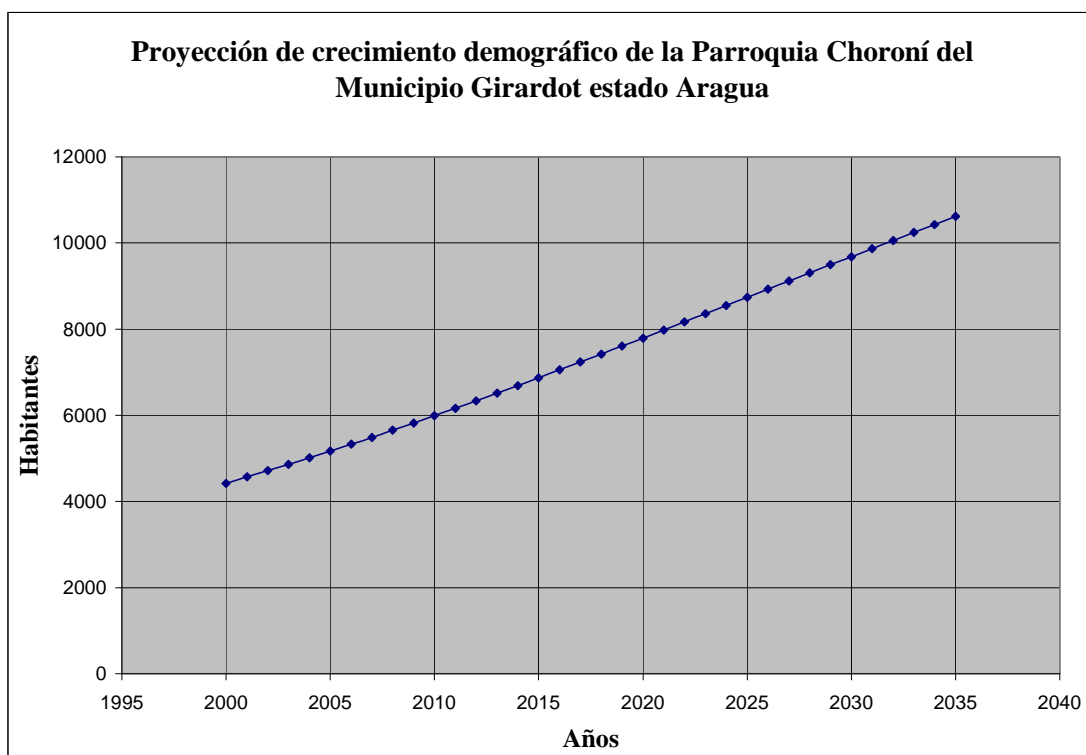


**Figura 28** Proyección de demanda hasta diciembre de 2033

Es de hacer notar que la proyección de demanda mostrada en la figura 28 tiene un pico pronunciado al año que coincide con los meses de marzo y abril que es justamente los meses donde se presenta el asueto de Semana Santa

Para obtener una proyección de demanda aceptable no basta sólo con los datos de demanda históricos del circuito, hay que observar también cómo crece la población asociada al circuito que se está analizando. La figura 29 representa los datos de crecimiento poblacional de la parroquia Choroni aportados por el Instituto Nacional de Estadística INE

Se comparó la demanda de potencia eléctrica per capita del período 2004 - 2033 de la zona en la proyección de demandas máximas y crecimiento poblacional y se observó como se mantiene constante. Los resultados de la comparación se muestran en la tabla 7



**Figura 29** Proyección demográfica de la parroquia Chorón

**Tabla 7** Demanda de potencia eléctrica per capita de 2004 a 2013

Año	kVA Promedio anuales	Habitantes (Pronóstico)	kVA/Habitantes
2004	3326.84 (medido)	5017.00	0.66
2005	3458.31 (medido)	5170.00	0.67
2006	3589.77 (medido)	5328.00	0.67
2007	3721.23 (medido)	5489.00	0.68
2008	3852.69 (Pronóstico)	5653.00	0.68
2009	3984.16 (Pronóstico)	5820.00	0.68
2010	4115.62 (Pronóstico)	5990.00	0.69
2011	4247.08 (Pronóstico)	6161.00	0.69
2012	4378.55 (Pronóstico)	6336.00	0.69
2013	4510.01 (Pronóstico)	6512.00	0.69
2014	4641.47 (Pronóstico)	6691.00	0.69
2015	4772.93 (Pronóstico)	6871.00	0.69
2016	4904.40 (Pronóstico)	7053.00	0.70
2017	5035.86 (Pronóstico)	7236.00	0.70
2018	5167.32 (Pronóstico)	7420.00	0.70
2019	5298.78 (Pronóstico)	7605.00	0.70
2020	5430.25 (Pronóstico)	7792.00	0.70
2021	5561.71 (Pronóstico)	7978.00	0.70

Continuación **Tabla 7** Demanda de potencia eléctrica per capita de 2004 a 2013

Año	kVA Promedio anuales	Habitantes (Pronóstico)	kVA/Habitantes
2022	5693.17 (Pronóstico)	8166.00	0.70
2023	5824.64 (Pronóstico)	8355.00	0.70
2024	5956.10 (Pronóstico)	8545.00	0.70
2025	6087.56 (Pronóstico)	8736.00	0.70
2026	6219.02 (Pronóstico)	8925.00	0.70
2027	6350.49 (Pronóstico)	9114.00	0.70
2028	6481.95 (Pronóstico)	9304.00	0.70
2029	6613.41 (Pronóstico)	9493.00	0.70
2030	6744.88 (Pronóstico)	9682.00	0.70
2031	6876.34 (Pronóstico)	9870.00	0.70
2032	7007.80 (Pronóstico)	10058.00	0.70
2033	7139.26 (Pronóstico)	10245.00	0.70

## 5.2 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

Para la estimación del potencial hidroenergético se necesitan básicamente dos aspectos el caudal o escurrimiento mensual del río, y la caída o diferencia de cota entre la cámara de carga y la casa de máquinas o más específicamente al eje de las turbinas hidráulicas. Para la estimación del escurrimiento mensual se seleccionó el método propuesto por la NRECA de los EE.UU. [3] por ser de fácil aplicación al ajustarse a las condiciones de la zona, aunque emplea formulas empíricas, que según los autores, arroja resultados que para una primera aproximación son aceptables. Cabe señalar que el anteproyecto de trabajo titulado “Evaluación del Potencial hidráulico asociado a la Pequeña Central Hidroeléctrica “La Planta” Ubicada en Choróní Estado Aragua” de la Escuela de Ingeniería Civil de la UCV se está desarrollando el estudio de las obras hidráulicas.

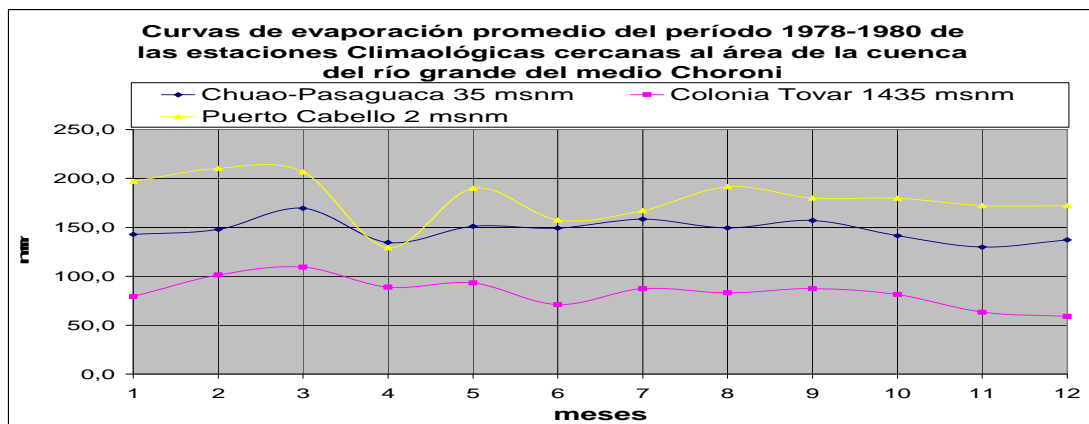
Para la determinación del salto o caída se aplicó el método del altímetro por ser rápido, fácil de usar y calibrar y de relativo bajo costo dado que se encuentra incorporado en la gran mayoría de los GPS de uso comercial.

### 5.2.1 Estimación de escurrimiento mensual del río Grande del Medio Choróní a través de método del NRECA.

Para la aplicación de éste método se contó con la siguiente información; características generales del área bajo estudio, datos históricos de precipitación, datos históricos de evaporación que se encuentran en el anexo 1, área de la cuenca y al menos dos mediciones puntuales de caudal de un mes a otro consecutivo.

Las características generales del sitio bajo estudio y los datos climatológicos del área de la cuenca se encuentran en el anexo 1

Para los datos de evaporación se realizaron ajustes matemáticos recomendados en entrevista al Profesor Valdemar Andrade de la Escuela de Ingeniería Hidrometeorológica de la Facultad de Ingeniería de la UCV, para poder correlacionarlos con los datos de precipitación, dado que no se cuenta con mediciones directas de ese parámetro en el área de la cuenca, quien recomendó utilizar los datos de la estación Colonia Tovar. A continuación, se presentan en la figura 30 las curvas de evaporación promedio correspondientes al período de 1978-1980 de las estaciones más cercanas al área de la cuenca (Chuao-Pasaguaca, Colonia Tovar y Puerto Cabello)



**Figura 30** Tendencia de los datos de Evaporación

En términos generales la evaporación no depende directamente de la altura sino de otros aspectos como temperatura media, velocidad del viento, radiación entre otros. En este caso se supuso una relación distinta por ser en términos de características generales similares y pertenecer a la misma cordillera con sólo algunas decenas de kilómetros de distancia entre los sitios considerados, observando además que los datos de precipitación con que se cuenta fueron tomados en la estación pluviométrica Choroní-Cabeceras a una altura de 1310 msnm, siendo los datos de evaporación que más se ajustan a los requerimientos los correspondientes a La Colonia Tovar por presentar una altura de 1435 msnm

### 5.2.1.1 Parametrización del modelo.

Para la aplicación del método, primero se definieron los parámetros que se encuentra expuestos en la sección A1.4.1 del anexo 1. Tomando en cuenta las características generales del área de la cuenca y los datos climatológicos que se encuentran en el anexo 1 se tiene en la tabla 8 los valores de las constantes y la precipitación media anual para calcular el parámetro Nominal por medio de la ecuación A1.17 del anexo 1

**Tabla 8** Constantes preliminares del modelo NRECA

Constante	Valor	Criterio
C1	0,225	Sin Criterio
C2	0,875	Suelo de poco espesor, Abundante vegetación
Pm	2283,2 mm	Precipitación media anual

### 5.2.1.2 Estimación de parámetros del modelo

Para el parámetro Psub se utiliza el criterio del tipo de permeabilidad del suelo cuya valoración se encuentra en el anexo 1 siendo el valor asignado a este parámetro 0,4 por ser suelos de baja permeabilidad.

Para el cálculo de GWF se debió tomar dos mediciones puntuales de caudal cercano al sitio de la presa, para lo cual se aplicó el método del flotador descrito en la sección A1.2.3 del anexo 1; los resultados obtenidos en la aplicación del método del flotador se muestran en la tabla 9 siendo S la sección promedio del tramo del río y P el perímetro de dicha sección con la relación S/P se obtiene el coeficiente de flotación a través de la tabla 15

Una vez determinados los valores de los parámetros se calcula según las ecuaciones (25) y (26) ó (27) y (28) las condiciones iniciales de humedad en el suelo y en el subsuelo de acuerdo a los criterios expuestos en la sección A1.4.1 del anexo 1. En la tabla 10 se muestra el resumen de los valores de parámetros y las condiciones iniciales de humedad

**Tabla 9** Datos obtenido por el método del flotador

Fecha	Sección Promedio [m <sup>2</sup> ]	Longitud del tramo [m]	Perímetro Promedio [m]	S/P	Coef. De flotación	Tiempo Promedio [s]	Caudal Obtenido [m <sup>3</sup> /s]
15/03/2008	1,29	5	12,48	0,10	0,565	6,08	0,60
16/04/2008	0,99	7,18	10,69	0,09	0,565	8,89	0,45

**Tabla 10** Valores de los parámetros para aplicar el método NRECA

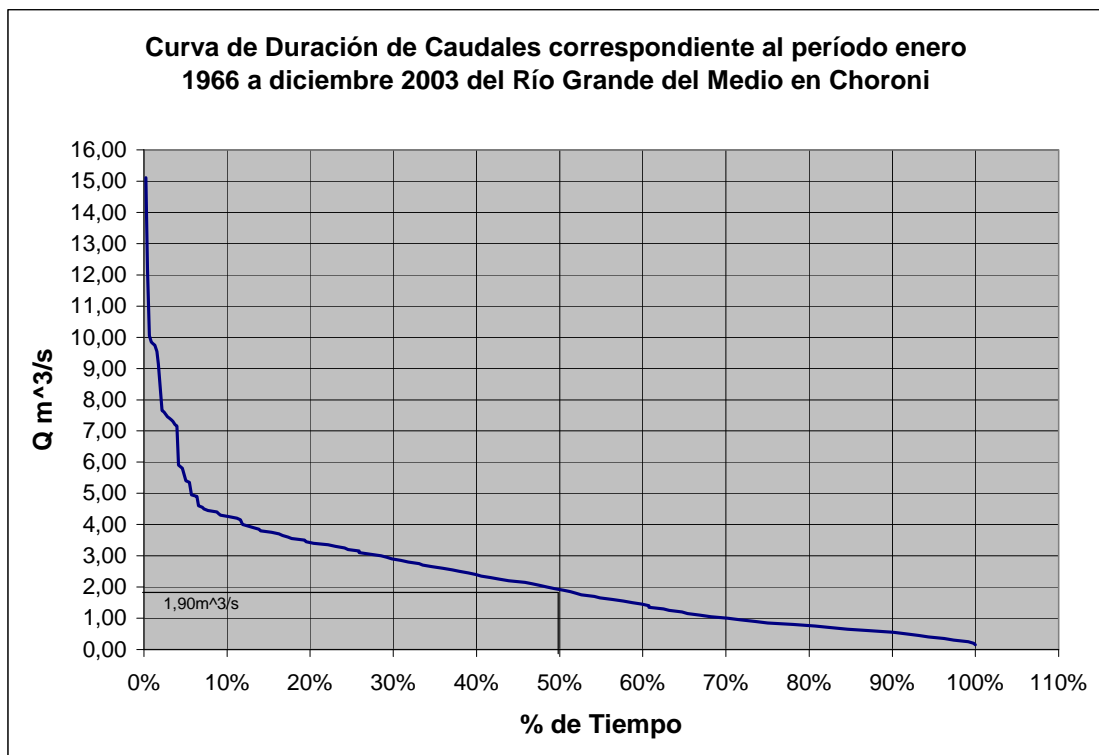
Parámetro	Valor	Comentario
Nominal	537,01 mm	Ecuación (23)
Psub	0,4	Baja permeabilidad
GWF	0,24	Ecuación (24)
Hs	671,26 mm	Ecuación (25)
Hsub	214,80 mm	Ecuación (26)
Área de la cuenca	47,09 Km <sup>2</sup>	MapInfo

Luego se aplica la secuencia de cálculo descrita en la sección A1.4.2 del anexo 1 a la serie de datos de precipitación de enero de 1966 a diciembre de 2003, con la ayuda de una hoja de cálculo; cabe destacar que ésta serie de datos presentaban

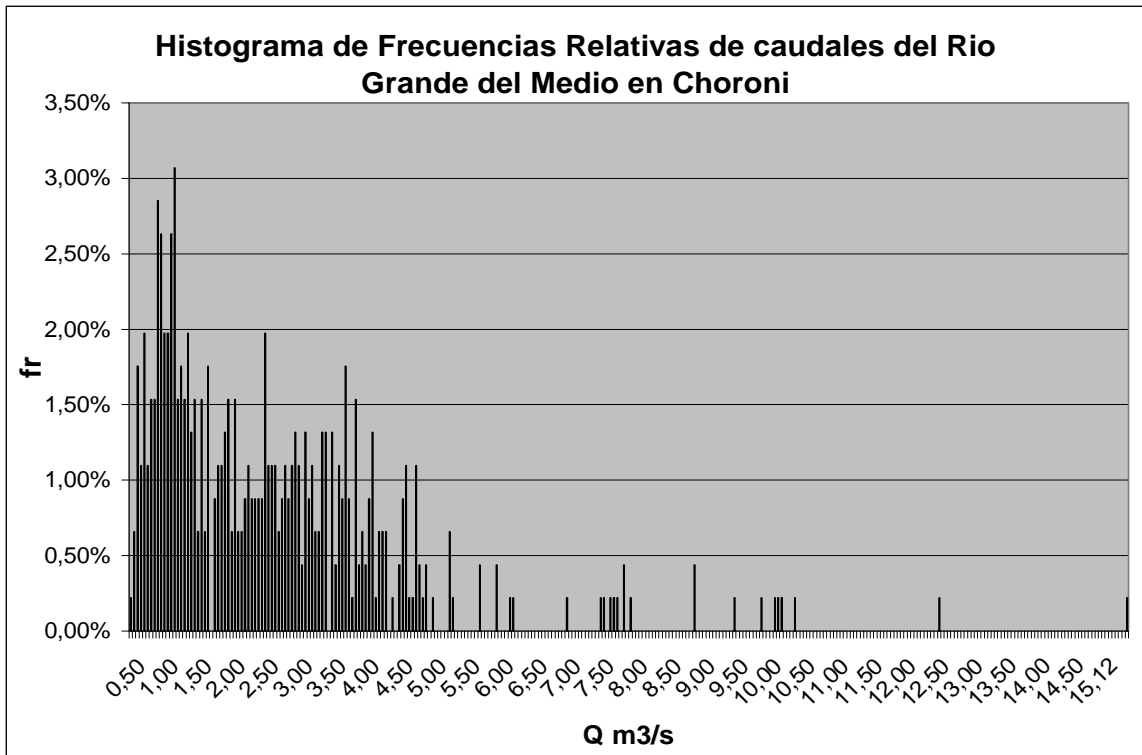
algunos huecos de información los cuales fueron rellenos con los valores promedio correspondientes al mes del hueco. En el caso de los datos de evaporación se tomó el promedio mes a mes de los registros de evaporación de la estación climatológica de Colonia Tovar por las razones ya explicadas.

### 5.2.1.3 Resultados de modelo NRECA.

**5.2.1.3.1 Curva de duración de caudales e histograma de frecuencias relativas.** En el anexo 1 se muestra la tabla con los resultados de la corrida del modelo propuesto por el NRECA. En las figuras 31 y 32 se muestra la curva de duración de caudales y el histograma de frecuencias relativas del río Grande del Medio respectivamente.



**Figura 31** Curva de duración de caudales



**Figura 32** Histograma de frecuencias relativas

### 5.2.2 Medición del salto o diferencia de cota.

En las centrales hidroeléctricas no se aprovecha toda la altura de salto. A la altura de salto teórica se le debe restar todas las pérdidas de carga debidas a los rozamientos para obtener la altura de salto aprovechable de la PCH. Las únicas pérdidas que se tomaron en cuenta para el cálculo de la altura fueron las pérdidas hidráulicas en la tubería forzada. Para determinar el salto o caída bruto (figura 6) se utilizó el método del alímetro explicado en la sección A1.1.3 del anexo 1. En el anexo 2 se presenta el procedimiento y las condiciones de ensayo para la obtención de la caída. De esta forma se obtuvo la diferencia de cota o salto bruto que corresponde a  $H' = 118,5$  m

### 5.2.3 Eficiencia del sistema desde la cámara de carga hasta los bornes del generador.

Para obtener la curva de duración de potencias que produciría la PCH se determinó la eficiencia desde la cámara de carga hasta los bornes del generador. Para calcular las pérdidas de carga en la tubería forzada se utilizó el método planteado en el anexo 2 obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 11; se asumió 75% para la eficiencia del grupo turbina-generador

**Tabla 11** Parámetros para calcular las pérdidas por fricción

Parámetro	Valor	Comentario
H <sub>rp</sub>	14,13 m	Pérdidas primarias por fricción
H <sub>rs</sub>	1,76 m	Pérdidas secundarias por cambios en la tubería
H <sub>rtotal</sub>	16,06 m	Pérdida en la tubería

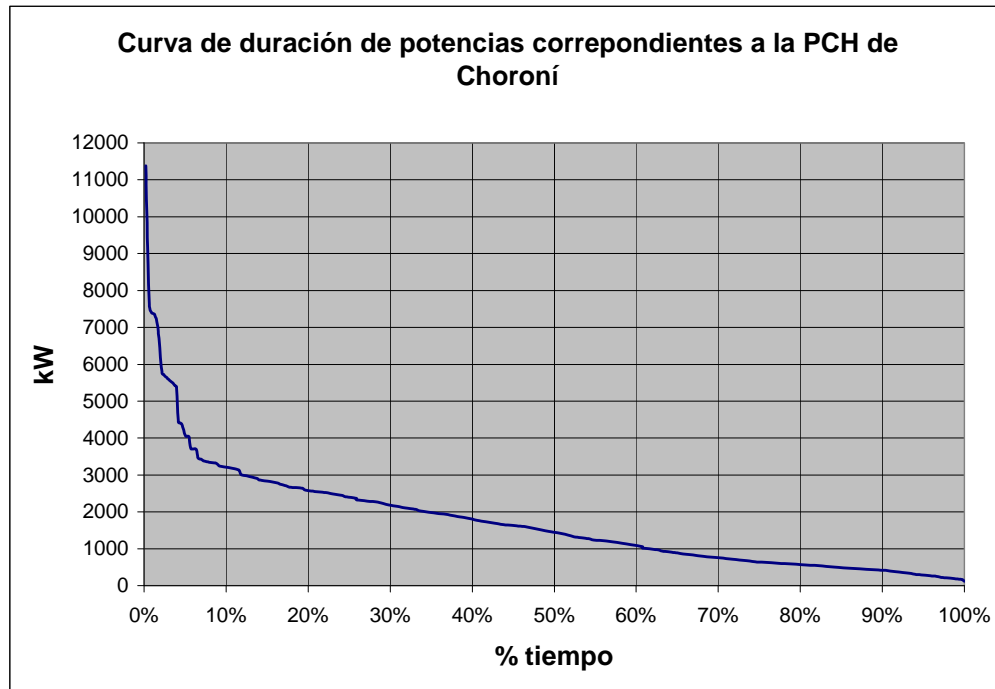
De esta forma el salto neto resulta de  $H=H' - H_{r_{total}}$  por tanto  $H=102,44$  m

### 5.2.4 Curva de duración de potencias.

Para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración de caudales en eje de potencias multiplicando por  $9,8 \cdot H \cdot \eta$ , donde  $\eta$  fue calculada tomando los valores típicos de eficiencia de los grupos turbina generador en 75% (82% de la turbina, 92% del generador) en esta parte se hizo una aproximación dado que la pérdidas en la tubería se tomaron constante, lo cual no es del todo cierto dado que dependen del caudal que atraviesa la misma, sin embargo no tienen gran impacto en la curva de potencias.

La curva de duración de caudales (figura 31) se relaciona con la curva de duración de potencias (figura 33) de la siguiente manera: para un valor de caudal que

tenga cierta duración en el tiempo, se busca en la curva de duración de potencias el valor de duración en el tiempo y el valor de potencia asociado corresponde a ese caudal.



**Figura 33** Curva de duración de potencias PCH Choróni

### 5.2.5 Energía.

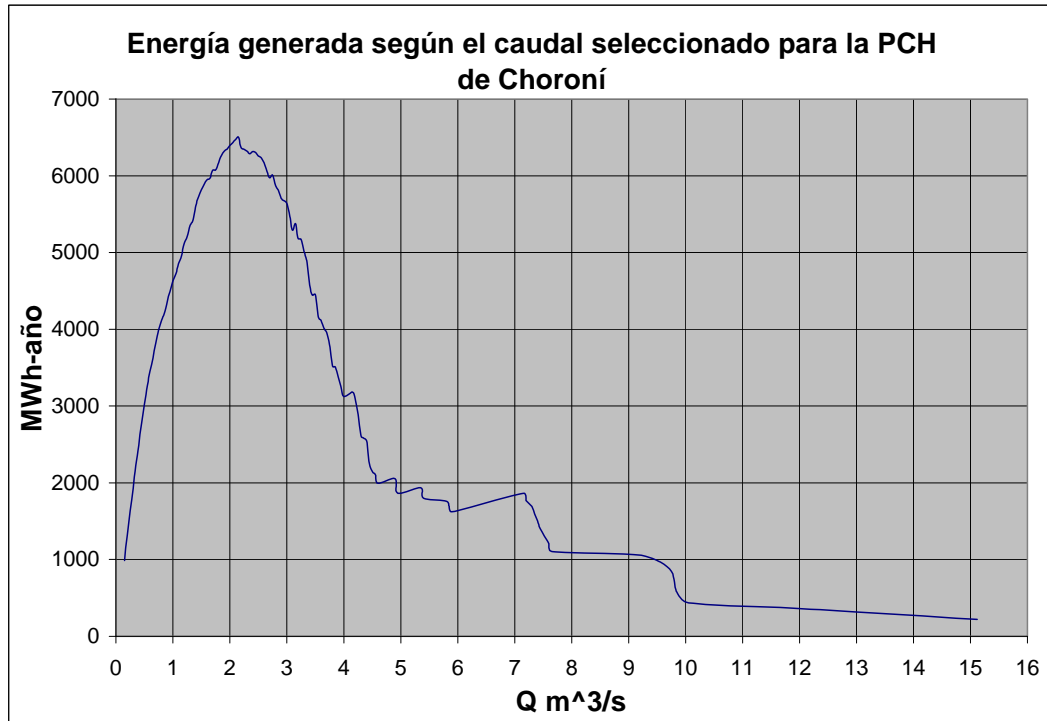
Para calcular la energía se utiliza la siguiente ecuación

$$Energía = \frac{potencia \times Duración \times 8760}{100} \left[ \frac{kWh}{año} \right] \quad (5)$$

Los resultados de energía según el caudal seleccionado se visualizan en la gráfica de la figura 34 el eje de las abscisas representa los caudales multiplicados por su duración en el tiempo, de esta forma si se garantiza que la red va a consumir toda la energía generada podría ser un buen criterio seleccionar el caudal que arroja la

mayor cantidad de energía generada aunque esto implique que la planta pase períodos parada (sin generación).

De la gráfica de la figura 34 se desprende que la energía firme anual de la PCH sin regulación es de 6300 MWh

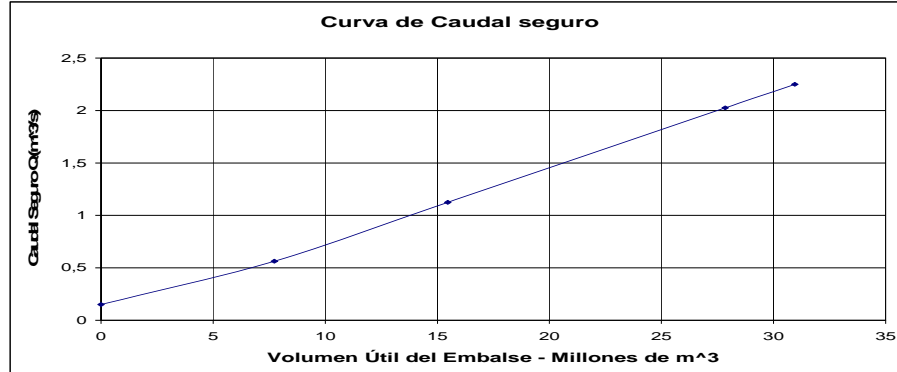


**Figura 34** Energía respecto al caudal

Como se explicó en la sección 3.3.2, el caudal de diseño cuando existe la posibilidad de regulación, puede ser el caudal que se presenta en la curva de duración de caudales en un 50% del tiempo que es aproximadamente de 2,00 m³/s pero también se puede tomar como caudal de diseño el que presenta la mayor frecuencia relativa en el histograma de frecuencias relativas que para éste caso ese caudal está entre 1,00 m³/s y 1,50 m³/s.

### 5.2.6 Curva de caudal seguro

El caudal de diseño se debe garantizar a través de un embalse para ello se aplicó una metodología propuesta por [15] Con la curva diferencial de masas expuesta en el anexo 1 (figura 54) se obtuvo la curva de caudal seguro (figura 35) en función del volumen útil de almacenamiento del embalse, es de hacer notar que dicha curva se obtuvo con datos de frecuencia mensual, pero el embalse de la PCH de Choróni es de regulación diaria, interdiaria o semanal pero no mensual, por ello la curva que se obtuvo puede no corresponder con la realidad. Al disponer del volumen útil del embalse se puede estimar el potencial de la PCH y realizar las estimaciones de capacidad firme de generación de energía. Por ejemplo si el Volumen útil del embalse es  $27,5 \times 10^6 \text{ m}^3$  entonces el caudal seguro  $Q_s=2 \text{ m}^3/\text{s}$  que implica una capacidad firme de 1400 kVA todo el año; sin embargo, por no tener calculado el volumen útil del embalse, no se pudo para este trabajo en particular utilizar esta metodología.



**Figura 35** Curva de caudal seguro con embalse

### 5.2.7 Caudal de diseño elegido

El caudal de diseño seleccionado es el que representa la energía máxima sin regulación (6300 MWh-año) que es de  $2 \text{ m}^3/\text{s}$ ; que se desprende la gráfica de la figura 34, éste caudal se presenta casi la mitad del tiempo en la curva de duración de

caudales y en el caso de regulación del caudal por medio de un embalse éste caudal representa aproximadamente el 90% del caudal promedio.

### **5.2.8 Potencia de la PCH**

Según el caudal de diseño se determina que la potencia a generar es de 1400 kW; tomando como referencia 3 grupos turbina – generador se plantean los siguientes dos escenarios de operación; (a) que sólo dos grupos a la vez tomen la carga con lo cual se garantiza que un grupo siempre este fuera de servicio para mantenimiento. De ésta forma la potencia a generar se debe repartir entre 2 grupos, lo que equivaldría a grupos de 700 kW trabajando al 100% de su capacidad. Éste último aspecto es para garantizar el funcionamiento en el tiempo de la PCH y que los eventuales mantenimientos no afecten la operación de la planta, (b) sin embargo, como la potencia aparente de 1400 kW que corresponde al caudal de diseño, sólo se generará el 50% del tiempo, se podría tener tres grupos tomando la carga de 1400 kW el 50% del tiempo y el otro 50 % del tiempo tomarían la carga sólo 2 de los grupos, de esta manera, la potencia unitaria de los grupos, sería menor a la planteada en el primer caso y habrá un período de mantenimiento. En este caso los grupos turbina - generador serían de 470 kW trabajando al 100% de su capacidad.

La elección entre un escenario u otro dependerá de si se elige restaurar los equipos existentes o reemplazarlos por equipos electromecánicos nuevos.

En la tabla 12 se muestra un cuadro sobre como podría aprovecharse la energía y potencia de la PCH en el circuito de distribución de Choróní.

**Tabla 12** Formas de aprovechamiento de la PCH Choróni

		Potencia zona base		Potencia zona semipico	Potencia zona pico	Potencia zonas semipico pico	Energía Anual
<b>Circuito Choróni</b>		1985 kW		241 kW	421 kW	662 kW	19506 MWh
<b>PCH Choróni</b>	<b>% de Potencia</b>	1400 kW	70,53%	100%	100%	100%	6300 MWh
	<b>% de tiempo</b>	50% de tiempo		90% del tiempo	84% del tiempo	70 % del tiempo	<b>Representa el 32,29% de la energía</b>

### 5.3 EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS DE LA CASA DE MÁQUINAS PCH CHORÓNÍ

#### 5.3.1 Turbina Elegida

La elección de la turbina se hizo con base en la clasificación de las turbinas según su número específico de revoluciones como se muestra en el anexo 2.

Después de realizar los cálculos necesarios (anexo 2) se optó por la configuración originalmente dispuesta, es decir, 3 grupos con turbinas tipo Francis Normal, lo que implica que cada grupo de forma individual trabajará por encima del 60% de su capacidad nominal siendo este aspecto en particular, importante para garantizar una buena eficiencia de las turbinas (figura 59)

### 5.3.2 Generador

Utilizaremos un generador síncrono, trifásico, de eje horizontal, con polos salientes, tensión nominal 2400 V @ 60 Hz., el cual es un valor estándar por debajo del valor nominal del diseño original (3000V). Como referencia se utilizó el diseño original de los generadores que fueron instalados en la PCH, de éste modo, por estar funcionando a una tensión menor a la nominal, se debe garantizar no exceder la corriente nominal estatórica, por ello se debe multiplicar la potencia por el factor  $2400/3000$  con lo cual se obtendría una potencia aparente de  $700\text{kVA} * 24/30 = 560\text{kVA}$ , así nos basaremos en el caso (b) planteado en la sección 5.2.8 de tres generadores tomando la carga el 50% de tiempo con un porcentaje de utilización de  $470/560 * 100 \approx 84\%$  de su capacidad nominal; que comparado con el hecho de hacer funcionar el generador a 1200RPM y así obtener una frecuencia de 60Hz implica que para la excitación nominal de diseño se induciría  $3000\text{V} * 60/50 = 3600\text{V}$  de acuerdo a éste resultado entonces se debe ajustar la excitación para obtener una tensión en bornes de 2400V

El generador estará acoplado a la turbina y será el encargado de convertir la energía mecánica, en energía eléctrica. Estará ventilado por aire en circuito abierto con expulsión de aire caliente al exterior, en este caso particular la expulsión se realizará en la misma sala del grupo turbina-alternador

El generador funcionará con el punto neutro puesto a tierra a través de un transformador para garantizar una puesta a tierra del estator con alta impedancia.

El funcionamiento de la central será en paralelo con la red eléctrica debido a que por si sola no cubre la demanda total del circuito Choroní, y de funcionar en forma aislada se debe seccionar el circuito de forma de no sobrepasar su capacidad de generación de acuerdo a la disponibilidad del recurso hidroenergético.

### 5.3.2.1 Las características principales de los generadores son:

- Tensión ..... 2400V+/- 5%
- Número de fases ..... 3
- Frecuencia..... 60 Hz
- Velocidad..... 1200RPM
- Velocidad de embalamiento ..... 1700RPM
- Potencia aparente..... 560 kVA
- Factor de potencia..... No cononocido
- Conexión..... estrella

### 5.3.2.2 Sistema de excitación sugerido

El uso de máquinas de corriente continua como excitatrices presenta serios inconvenientes cuando se trata de alimentar generadores de mediana potencia y mediana velocidad, debido principalmente a la presencia del colector de delgas y a la fiabilidad relativamente baja del sistema; sin embargo, de adoptase la repotenciación de los generadores existentes, una buena solución sería utilizar la excitatriz dinámica entre otras cosa por tenerse ya a disposición. Si se adopta la utilización de generadores nuevos, en este caso, se sugiere un sistema de excitación con diodos rectificadores (excitación sin escobillas) como se explicó en la sección 3.7.2 con lo cuál se podrá hacer frente ha estos inconvenientes ya que se sustituye la máquina DC por un generador de inducido móvil y un puente rectificador montado sobre el propio rotor, con lo que se elimina el contacto móvil anillos escobillas.

La utilización de este tipo de excitación requiere del empleo de un regulador de tensión para controlar la corriente de excitación de la máquina sincrónica. Se sugiere la utilización de un regulador de tensión con un dispositivo de regulación por tiristores con limitadores adicionales.

Los limitadores de corriente estática y de ángulo de carga actúan directamente y en paralelo sobre el regulador de tensión, lo que tiene por efecto aumentar la corriente de excitación cuando el generador trabaja en régimen subexcitado. Por otro lado, los limitadores de las corrientes estática y rotórica actúan sobre el regulador de tensión y tienen por efecto disminuir la corriente de excitación cuando el generador trabaja en régimen sobreexcitado. Estos limitadores son de actuación inmediata para evitar que el generador se salga del sincronismo

De recuperarse las máquinas existentes se recomienda la utilización de la excitatriz dinámica como en el diseño original.

### **5.3.3 Puente grúa**

Para obtener mayor operatividad en la PCH se debe disponer de un puente grúa con capacidad suficiente para maniobrar los elementos que se instalen o manipulen en la PCH.

Deberá estar provisto de limitadores de recorrido, tanto en el sentido de traslación, como en el de elevación, y debe tener en términos visibles la altura disponible de elevación y peso máximo que puede ser izado.

Los apoyos del puente deberán ser tales que, transportando éste la pieza más pesada de la PCH y en las condiciones más desfavorables de funcionamiento de los mecanismos de elevación y de traslación, no se originen vibraciones que puedan comprometer la marcha normal de los grupos.

El puente grúa que se encuentra instalado tiene las siguientes características:

Capacidad: 10 Ton  
Altura: 6 m  
Recorrido: Aprox. 15 m  
Luz: Aprox. 8 m

Consultando la hoja de especificaciones de un puente grúa con capacidades similares (anexo 3) se constató que el consumo máximo sería de 10,9 kW.

### **5.3.4 Subestación Elevadora**

Para efectos de la recuperación se propone un transformador por cada grupo con barra seccionada. Los elementos constitutivos de una subestación a saber para efectos de éste trabajo son;

#### **5.3.4.1 Transformador Principal del Grupo**

Las características de este transformador serán:

Transformador trifásico (Potencia normalizada inmediata por encima respecto al generador, en baño de aceite, refrigeración natural).

Potencia:	750 kVA
Relación:	13,8/2,4kV
Servicio:	Continuo
Refrigeración:	ONAN
Conexión:	Dyn 11
Tomas:	+,-2,5% +-5% +-7,5%
Instalación:	Interior
Frecuencia:	60Hz
Peso aproximado:	2490Kg.
Aislamiento:	Clase 15

### **5.3.5 Descripción general de la instalación del lado Baja Tensión.**

#### **5.3.5.1 Generalidades**

En el interior de la PCH se instalarán los paneles de mando, protección y control del generador y la turbina, el panel de protecciones de la interconexión, el panel de servicios auxiliares y el panel del autómeta.

El mando, control y protección de la PCH estará a cargo del tablero de B.T formado básicamente por los siguientes elementos:

- Panel del generador. tendrá todas las protecciones eléctricas del generador.
- Panel de la turbina. Contendrá todos los aparatos de mando y control de la turbina.
- Panel general de mando y sincronismo. Contendrá el equipo de sincronismo, sincro-acoplador automático.
- Panel general de servicios auxiliares de c.c. y c.a. Contendrá los interruptores automáticos de todos los circuitos de maniobra de la PCH, así como las protecciones de los mismos.
- Panel de baterías de cd. Deben ser dos unidades independientes, una para la central propiamente dicha y una segunda exclusiva para la alimentación de los elementos de la interconexión. (en zona de 13,8 Kv)
- Panel del autómeta. Para el proceso de funcionamiento en automático de la PCH, se propone un autómeta programable (que en su gran mayoría incorporan la función PID) que debe tener un panel propio. A su cargo correrán la gestión, maniobra, control de la central en régimen abandonado y el telemando de la misma desde un centro remoto.
- Panel de contadores. Para la medida de las energías generada y consumida (en zona 13,8 KV).

El régimen de funcionamiento de la PCH se prevé en régimen no asistido y conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Todos los elementos de corte o cierre se deberán activar a falta de tensión. Debe asegurarse el paro ante cualquier eventualidad.

En el interior del cuarto de control se debe disponer de un panel que contendrá los equipos de transmisión de señales y datos a central de mando y protección de los grupos oleohidráulicos y de los motores hidromecánicos correspondientes y del circuito de alumbrado y tomas de corriente.

### **5.3.5.2 Panel de la Turbina**

Deberá contener todos los elementos de mando y control de la turbina, válvula de guardia, válvula de descarga, equipo oleohidráulico y equipo de engrase y cojinetes.

- Indicador de nivel en la cámara de carga. Ajustable.
- Indicadores de temperatura cojinetes con preselectores de valores para alarma y disparo.
- Indicadores de temperatura en circuito de refrigeración de aceite de engrase con preselección de valores para arranque y paro.
- Indicadores de apertura del distribuidor, con limitador de apertura.
- Pulsador de emergencia con lámpara de señalización de activado.

A nivel de lógica de relés deberá poderse actuar en todos los órganos de la instalación de modo manual incluso considerando el autómatas fuera de servicio. Deben preverse los enclavamientos necesarios para impedir falsas operaciones. Las más representativas son:

- Debe pulsarse "marcha" antes del inicio de operaciones.

- La orden anterior pondrá en marcha y la bomba del equipo de regulación.
- Para abrir la válvula de toma (admisión de tubería) debe existir presiones equilibradas a ambos lados de esta compuerta.
- Para maniobrar la válvula de toma debe existir nivel correcto en la cámara de carga.
- En automático quedarán bloqueados los mandos a excepción del paro de emergencia.
- Sin presión en tubería aguas arriba de válvula de guardia no se podrá efectuar ninguna operación. Tampoco se permitirá ninguna operación si está activada cualquier protección ya sea mecánica o eléctrica.
  - La válvula de guardia solo podrá actuarse si existen presiones equilibradas y está cerrada.
  - Para abrir el distribuidor la válvula de guardia debe estar abierta.
  - La activación de cualquier protección provocará el paro y quedará señalizada.
  - El paro, ya sea provocado voluntariamente o por actuación de alguna protección deberá provocar el cierre del distribuidor abierto y el cierre de la válvula de guardia. Si estuviese acoplado el grupo a la red, se produciría el disparo del interruptor automático de acoplamiento directamente.
  - Antes de una nueva puesta en marcha debe detectarse velocidad mínima.
  - La aparición de defectos de temperatura en cojinetes, embalamiento, activación de protecciones en el grupo de regulación, activación de sobrevelocidad en la tubería y aparición de defectos en las protecciones eléctricas (se definirá en el panel del generador), obligará a efectuar un reset antes de una nueva puesta en marcha.
  - La aparición de la señal de embalamiento será susceptible de ser temporizada

### **5.3.5.3 Panel del Generador**

Permite disponer localmente y a distancia del conjunto de valores necesarios para la utilización y de útiles para la conexión. Medidas que como mínimo deben realizarse:

**5.3.5.3.1 Corriente:** Medición de la corriente de cada una de las tres fases del circuito.

**5.3.5.3.2 Maxímetro de corriente:** Medición del mayor valor de las corrientes medias en las tres fases para conocer la intensidad absorbida durante las sacudidas de carga.

**5.3.5.3.3 Tensión:** Medición de las tres tensiones compuestas del circuito.

**5.3.5.3.4 Potencia activa y reactiva:** Medición de la potencia activa y de la potencia reactiva con el signo en una red trifásica equilibrada y desequilibrada.

**5.3.5.3.5 Maxímetro de potencia activa y reactiva:** Medición del mayor valor medio de la potencia activa (igual que para la potencia reactiva), para conocer la potencia absorbida durante las sacudidas de carga.

**5.3.5.3.6 Factor de potencia ( $\cos\phi$ ):** Medición del coseno con el signo y la naturaleza capacitiva o inductiva de la potencia transitada.

**5.3.5.3.7 Frecuencia:** Medición de la frecuencia (a partir de la entrada de tensión).

**5.3.5.3.8 Calentamiento:** Medición del calentamiento relativo (con respecto al calentamiento nominal) originado por la carga.

**5.3.5.3.9 Corrientes de disparo:** Medición de los valores de las 3 fases y de la corriente de tierra, memorizados en el momento se ha dado la orden de disparo para conocer la corriente de defecto (análisis del defecto) y apreciar el desgaste del aparato de corte (ayuda para el mantenimiento).se debe poder reinicializar ésta función.

**5.3.5.3.10 Corriente eficaz real:** Medición del valor eficaz de la corriente de las fases 1 a 4 In, teniendo en cuenta: La fundamental Los armónicos hasta el armónico 21.

**5.3.5.3.11 Osciloperturbografía:** Medición de las señales eléctricas y la información lógica anteriores y posteriores a una orden de disparo de la osciloperturbografía.

Estas medidas son realizadas por equipos especializados para este caso se propone el quipo Sepam 2000

## **5.3.6 Tablero de Acoplamiento de la PCH a la red**

### **5.3.6.1 Generalidades**

En la instalación eléctrica de baja tensión para una minicentral, se instalará un conjunto de tableros eléctricos, llamados cuadros de acoplamiento de la PCH, físicamente situado en la sala de control de la PCH. En este tablero se situará el encuentro entre la corriente eléctrica proveniente de la salida en B.T del transformador y la llegada desde el generador, así como la salida hacia los servicios auxiliares. Estarán unidos por un conjunto de pletinas de cobre. En la entrada proveniente de la salida en B.T del transformador se realizará un puente hacia el tablero de servicios auxiliares, gracias a esta solución aún teniendo la PCH parada, se tendrá energía en el tablero de servicios auxiliares.

### **5.3.6.2 Operaciones de Puesta en Paralelo.**

Las operaciones de la puesta en paralelo del grupo con la red de la compañía eléctrica se realizarán siempre por la actuación sobre interruptores automáticos de baja tensión.

En caso de fallo del SIN, el generador alimentará la PCH. En caso de retorno de la red, el acoplamiento con esta se realizará por actuación sobre un interruptor automático de B.T.

### **5.3.6.3 Alimentación Eléctrica de los Servicios Auxiliares.**

La PCH consta de un conjunto de elementos que requieren de alimentación eléctrica para su funcionamiento. Estos son los llamados equipos auxiliares de la instalación de la PCH, y entre ellos se sitúan, por ejemplo, el alumbrado de la sala y zonas exteriores, las luces de emergencia, las toma de corriente, la maniobra, puente grúa entre otros. Se estima en un consumo de unos 50kVA con factor de diversidad 1 por ello se sugiere un banco de transformación de 75 kVA 2400 – 208Y/120V-60Hz. Y tomará energía bien sea de los grupos si están en funcionamiento o de la red si los grupos esta parados

### **5.3.7 Características de la Red de Alimentación.**

La red a la cual se va a conectar la PCH se encuentra en forma radial. La potencia de cortocircuito de la red, según los datos suministrados por la compañía eléctrica CADAPE, es de 154,3 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 6,46 kA eficaces @ 13,8kV-60Hz en la Subestación Delicias; tomando la contribución de los 3 grupos de la PCH, condición más severa, se determinó (anexo3) una corriente de cortocircuito simétrica trifásica de 825 A @ 13,8kV-60Hz en el punto de interconexión.

### **5.3.8 Puesta a Tierra**

**5.3.8.1 Tierra de Protección:** Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas. Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.

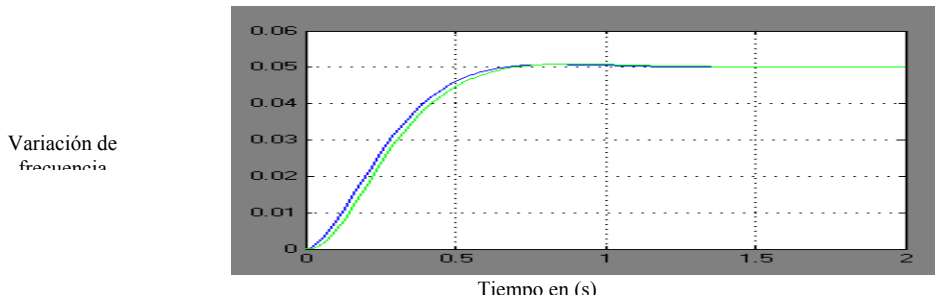
**5.3.8.2 Tierra de Servicio:** Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida.

## **5.4 VALORES DE AJUSTE DE LOS PARÁMETROS DE LOS CONTROLADORES.**

Para obtener los valores de ajuste de los controladores asociados a los grupos se siguió metodología planteada en el anexo 4. Haciendo uso de la herramienta matemática Simulink de Matlab para obtener los valores óptimos del controlador.

### **5.4.1 Ajuste del regulador de posición.**

En referencia al diagrama de la figura 72. La válvula piloto y la válvula principal se representan como sistemas de primer orden como en el anexo 4 cuyas constantes de tiempo son respectivamente 0,05 y 0,2 segundos la ganancia del servomotor se representa como 1 p.u. el regulador es del tipo PD como sistema de referencia se tomó uno con factor de amortiguamiento del 80% y frecuencia natural de 1Hz para éste caso se obtuvo  $K_p=3,6058$   $K_d=0,4686$ .

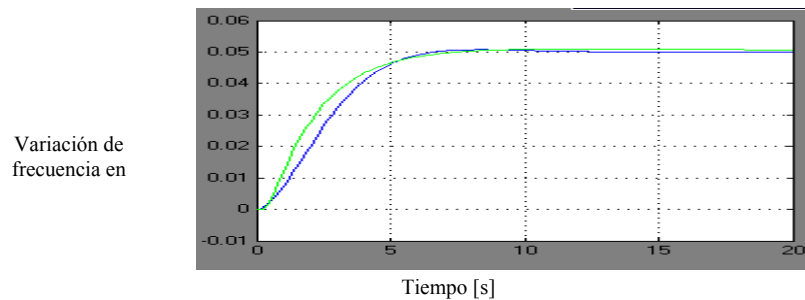


Azul (referencia ó consigna) Verde (respuesta obtenida).

**Figura 36** Comparación de la consigna y la respuesta para el regulador de posición

### 5.4.2 Ajuste del regulador de velocidad.

Aplicando los modelos expuestos en el anexo 4 y con base en el esquema 73 de dicho anexo, se aplica el método de estimación de parámetros tomando la constante de tiempo de la tubería forzada como 3,63 segundos (para el caudal de diseño seleccionado), el caudal de vacío típicamente es 5%, el factor de pérdidas de la turbina es 15% la ganancia de la turbina se tomo como 1 p.u. y el amortiguamiento de la turbina se tomo como 0,5 en por unidad la constante de inercia del generador se estimo en 0,28 segundos para un generador de las dimensiones consideradas y el amortiguamiento del generador se colocó como 50% el regulador es un tipo PI, y se comparó con un sistema de referencia de segundo grado cuyo factor de amortiguamiento es 80% y la frecuencia natural es de 0,1Hz las constantes del regulador obtenidas son  $K_p=0,0034$  y  $K_i=-1.1066e-4$  la comparación se muestra en la figura 37

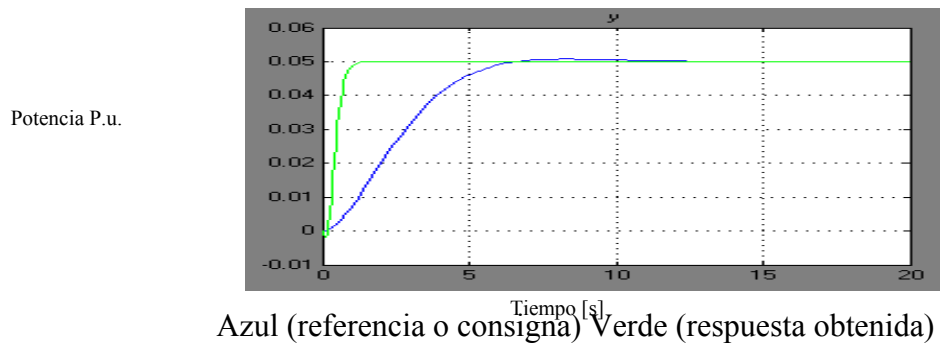


Azul (referencia ó consigna) Verde (respuesta obtenida)

**Figura 37** Comparación de la consigna versus respuesta obtenida para el regulador de velocidad

### 5.4.3 Ajuste del regulador de carga-velocidad.

Cuando el generador está acoplado al sistema interconectado se supone que la frecuencia del sistema no cambia, en consecuencia, el diagrama de la figura 74 representa dicha condición, el regulador es PI y la referencia es un escalón del 5% con un amortiguamiento del 80% y una frecuencia de 0,1Hz. Obteniéndose los siguientes resultados;  $K_p=-0,3874$ .  $K_i=-0,5369$ . En la figura 38 se observan las respuestas deseada y obtenidas.



**Figura 38** Comparación de la consigna versus respuesta para el regulador carga-velocidad

## 5.5 COSTOS ASOCIADOS A LA RECUPERACIÓN DE LA CASA DE MÁQUINAS DE LA PCH DE CHORONÍ.

Para la estimación de los costos asociados al equipamiento de la casa de máquinas se tomó como referencia un presupuesto de equipamiento a una PCH con grupos de 120kVA [18]; cabe destacar que los precios allí expresados están en la denominación de pesetas españolas, la fecha de dicho presupuesto es de febrero de 2002

Para la conversión de los precios se tomó como referencia la última conversión de pesetas a Euros 166.38 Pts/€, (junio de 2002) y se supuso inflación

cero para la conversión. Los precios se referenciaron a dólares según cambio oficial emitido por el Banco Central Europeo de fecha 9 de junio de 2008 de 1,55 \$/€. Posteriormente se aplicó la tasa oficial de cambio de 2,15 Bs./ \$ obteniéndose así una lista de precios asociados a los equipos de la PCH, con respecto a los equipos donde depende el precio con la potencia como lo son los grupos Turbina-Generador y los transformadores se aplicó una regla de tres simple para obtener los precios respecto a la nueva potencia.

En el anexo 7 se detalla el procedimiento de cálculo de los costos asociados a la recuperación de la PCH que se resumen en la tabla 13

**Tabla 13** Inversión total @ (1,55x2,15 Bs./ €

<b>Componente de Proyecto</b>	<b>Inversión Bs.</b>	<b>Porcentaje de inversión total</b>
Obras Civiles: refracción de canales y/o conductos, dique, tubería forzada y mampostería	4.768.935,00	50%
Equipos electromecánicos y subestación de salida	4.768.935,00	50%
Total	9.537.870,00	100%

### **Costo del kVA instalado y de kWh generado**

En la tabla 14 se muestra un cuadro comparativo de los costos del kVA instalado y el kWh del proyecto PCH Choroní versus los costos que maneja la CEPAL [19]

**Tabla 14** Cuadro comparativo de costos

	Costo kVA instalado		Costos kWh	
	En Bs/kVA.	En US\$/kVA	En centavos de Bs/kWh	En centavos de US\$/kWh
PCH Choroni	4.541,84	2.112,84	14,98	6,96
Según CEPAL	(1.720 – 2.580)	(800 – 1.200)	(10,75 – 21,5)	(5,0 – 10,0)
<b>Promedio</b>	<b>2.150</b>	<b>1.000</b>	<b>16,13</b>	<b>7,5</b>

## **5.6 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)**

El proyecto reduciría emisiones de GEI por sustitución de fuentes de generación eléctrica que utilizan combustibles fósiles (diesel). Contribuye al desarrollo sostenible promoviendo el uso de energías renovables. La tecnología utilizada será de importación y servirá de modelo para proyectos similares en pequeña escala.

Se plantearon dos escenarios para estimar la reducción de GEI; en el primer escenario se supuso que toda la energía que podría generar la PCH fuese aportada por un generador diesel moderno. Y en el segundo escenario se asumió que toda la energía de la PCH la aportara el Sistema Interconectado Nacional se estimó el factor de emisión del SIN que tiene una proporción de 73% de energía hidroeléctrica y 27% termoeléctrica suponiendo que toda la energía termoeléctrica es generada a partir de gas natural, a continuación se presenta el resumen del resultado:

- Comparando con un generador diesel se logra una reducción de emisiones de 5040 tCO<sub>2</sub>eq/año
- Comparando con el SIN se logra una reducción de emisiones de 1361 tCO<sub>2</sub>eq/año

En el anexo 6 se presenta los aspectos particulares de este tema.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas del análisis de los resultados son las siguientes:

- El presente trabajo permitió estudiar la recuperación de una pequeña central hidroeléctrica pasando por la reestimación del potencial hidroenergético por modelado de la cuenca según NRECA arrojando un escurrimiento promedio estimado de  $2,25 \text{ m}^3/\text{s}$
- El potencial hidroenergético del río que arrojó el modelo utilizado encuadra con los equipos originalmente instalados (700 kVA, 3000 V, 50Hz., 1000 RPM) en la casa de máquinas de la PCH de Choróní.
- La demanda asociada al circuito Choroni viene en creciente aunque leve pero deben tomarse las previsiones para evitar el colapso de dicho circuito, la puesta en funcionamiento de la PCH puede ser una opción a tomar en cuenta.
- Los grupos turbina generador existentes pueden ser repotenciado para conservar el diseño inicial, o bien instalar equipos nuevos de dimensiones similares.
- La utilización de autómatas para el control de los grupos hace muy versátil su operación, En el ajuste de los parámetros del controlador PID se utilizó un modelo de referencia de 2° grado para estimar los parámetros dado que el comportamiento de los grupos es no lineal.
- En los aprovechamientos hidroeléctricos siempre los costos iniciales de inversión son altos y la PCH Choroni no es la excepción, con un costo de inversión total aproximado de Bs. 9.537.870,00. para una capacidad instalada de 2100kVA, una energía firme anual de 6300MWh y un costo de 0,1498 Bs./kWh
- Como valor agregado, la puesta en funcionamiento de la PCH de Choróní, representa una reducción de emisión de gases de efecto invernadero de 1361 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes al año.

## RECOMENDACIONES

De los resultados y conclusiones obtenidos de este trabajo se recomienda lo siguiente:

- Validar el modelo aplicado para la reestimación del potencial hidroenergético con resultados de otros modelos aplicados a la misma cuenca como es el caso de lo planteado en el anteproyecto titulado “Evaluación del Potencial hidráulico asociado a la Pequeña Central Hidroeléctrica “La Planta” Ubicada en Choróní Estado Aragua” de la Escuela de Ingeniería Civil de la UCV.
- Validar los pronósticos de demanda eléctrica a largo largo plazo (vida útil de la planta) con una serie histórica de mayor longitud temporal (25 años)
- Efectuar aforos del río para contar con registro de medición del caudal, dado que éste es un río relativamente pequeño la frecuencia de medición puede ser diaria semanal o mensual para garantizar las mediciones se recomienda la instalación de una estación de aforos.
- Construir una curva de caudal seguro con datos de aforo de frecuencia semanal o menor.
- Determinar el volumen útil del embalse asociado a la PCH Choróní para entrar en la curva de caudal seguro y determinar el caudal que garantiza una potencia firme.
- Realizar la ingeniería de detalle de los equipos en la casa de máquinas y plantear simulaciones de acoplamiento de la planta a red para observa el impacto de la misma sobre el sistema.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] Hernández, Roberto. Metodología de la Investigación. (Libro) México. McGraw Hill. 1990.p.p. 98- 269
- [2] Capriles, Guillermo Desarrollo Eléctrico Nacional 1888- 1988 (Revista) Caracas Venezuela, Caveinel 1988
- [3] Sánchez Teodoro y otros. Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas. (Guía). Intermediate Technology Development Group – ITDG. Lima, Perú. 1995 p.p. 15- 197
- [4] Soto, Victor Validación De Un Modelo Para El Sistema De Gobernación De Velocidad / Potencia De Las Turbinas Kaplan Para El Proyecto Hidroeléctrico Caruachi. (tesis) Ciudad Guayana, Universidad Central de Venezuela 2004 p.p. 20- 60
- [5] Ortiz, Ramiro Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, (Libro) Bogotá Colombia Mc Graw Hill 2001 p.p. 16 y sig.
- [6] PURCELL, Edwin y Dale Varberg. (1987). **Calculo con Geometría Analítica**. México: Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana S.A. Pág. 86
- [7] Grupo de Formación de Empresas Eléctricas, Centrales Hidroeléctricas (Libro) Madrid España Paraninfo 1994 p.p. 15 y sig.
- [8] Carrillo, Augusto. Estudio de factibilidad técnica y económica para la implementación de pequeñas centrales hidroeléctricas en el estado Amazonas. (Tesis) – Caracas: Universidad Central de Venezuela (2000) p.p. 42

- [9] Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA. Las Minicentrales en España. (REVISTA) Revista de documentación técnica. p.p. 12-23. Madrid, España. 1987
- [10] César Quintini R. Investigación Aplicable en el Sector Eléctrico Venezolano. (LIBRO) ENELVEN. Maracaibo, Zulia. 1999
- [11] Chacón, Fernando. Guía para el Diseño del Sistema Eléctrico asociado con una Pequeña Central Hidroeléctrica. Subestaciones de Alta Tensión - Volumen II. Guía. Organización Latinoamericana de Energía – OLADE. Quito, Ecuador. 1986.
- [12] BOTELLO, Oldman.Choroní, Costas del Mar Abajo (Libro) Publicaciones de la Alcaldía de Girardot, Oficina del Cronista de la Ciudad 1992 p.p. 70 - 71
- [13] L. Rouco, J.L. Zamora, M. González Ajuste De Reguladores De Turbinas Hidráulicas Con Técnicas De Estimación De Parámetros **EN**: Universidad Pontificia Comillas Madrid España 2001 p.p. Todas Documento en línea disponible en [www.cdncjdnc.com](http://www.cdncjdnc.com)
- [14] OGATA, Katsuhico (1998). **Ingeniería de Control Moderna**. México: Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A. Pág. 57, 99, 100.
- [15] MOY, Francisco 1986 Evaluación del Potencial Hidroenergético Caracas (Libro) CADAPE Paginas 15 y posteriores
- [16] CHAPMAN, Stephen (1999). **Máquinas Eléctricas** EE.UU. Editorial Mc Graw Hill, Inc. Pág. 160--230.

- [17] CADAFE, Libro de novedades de la S/E Delicias octubre – noviembre 2007
- [18] GUTIERREZ, Néstor (2002). Presupuesto para una Minicentral hidroeléctrica. [En línea]. Disponible en [www.deplerida@grupocobra.com](http://www.deplerida@grupocobra.com) [Consulta en mayo 2008]
- [19] Universidad de Cienfuegos. Colectivo de autores. 2007. Gestión Energética. Cuba editorial Universidad de Cienfuegos pag. 9
- [20] The Power engineering Education committee Tutorial IEEE de protección de Generadores Sincrónicos [En línea]. Disponible en [www.beckwithelectric.com](http://www.beckwithelectric.com) [Consulta en Marzo de 2008]
- [21] CADAFE, (2005) Atlas Eléctrico Caracas, Gerencia de Coordinación de Planificación
- [22] Hoja de Especificaciones Puente grúa Birrail [En línea]
- [23] Metodologías para la Implementación de los Mecanismos flexibles de Kioto – Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica (2005) [En línea]. Disponible en [www.olade.com](http://www.olade.com) [Consulta Marzo de 2008]
- [24] CADAFE REGIÓN 4, (2000) Estudio de Expansión en 115 kV hacia el eje costero Aragüeño. Maracay. Gerencia de Planificación

## **BIBLIOGRAFÍAS**

Chacón, Fernando. Guía para el Diseño del Sistema Eléctrico asociado con una Pequeña Central Hidroeléctrica. Redes de Distribución Eléctrica - Volumen III. Guía. Organización Latinoamericana de Energía – OLADE. Quito, Ecuador. 1986.

Comité de Electricidad. Código Eléctrico Nacional – CEN 200. Norma FONDONORMA/CODELECTRA. Caracas, Venezuela. 2004.

Comité de Electricidad. Código Eléctrico de Seguridad – CONVENIN 734. Norma COVENIN/CODELECTRA. Caracas, Venezuela. 2000.

Escuela de Ingeniería Eléctrica. Instructivo y Normalización para la Elaboración de Trabajos Especiales de Grado (Versión 2.0). Escuela de Ingeniería Eléctrica “Melchor Centeno V.”. Caracas, DC. 2005.

Entrevista Realizada al operador de la S/E Delicias Irvin Rodríguez en mayo de 2008

Entrevista realizada al Prof. Valdemar Andrade en la escuela de hidrometeorología U.C.V. en febrero de 2008

Entrevista realizada al Ing. Carlos Martínez de CADAFE REGIÓN 4 en febrero de 2008