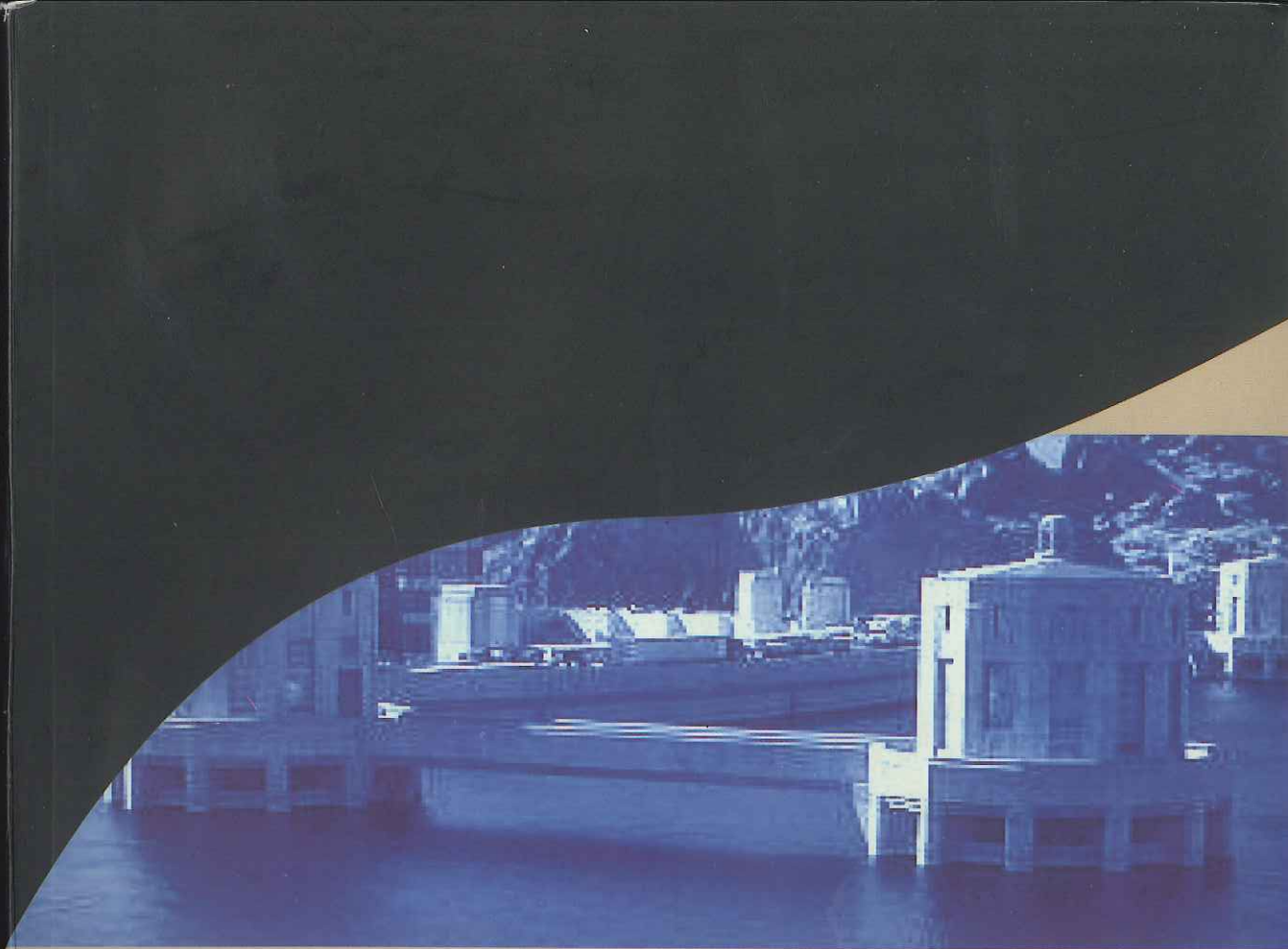




centrales hidroeléctricas

tomo I

tomás ochoa rubio

ediciones



grancolombianas

UNIVERSIDAD
la gran colombia

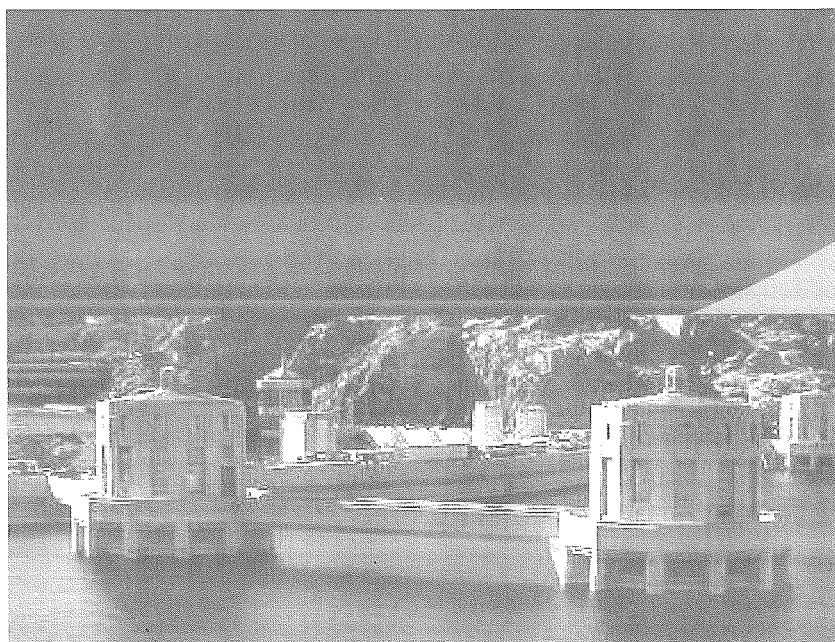




Tomás Ochoa Rubio es un ingeniero civil con maestría en hidráulica y estructuras hidráulicas de la Universidad de la Amistad de los Pueblos (Patricio Lumumba), de Moscú. Posee una experiencia superior a los 20 años como consultor nacional e internacional en diseño hidráulico y planeación de centrales hidroeléctricas, distritos de riego, acueductos, alcantarillados, plantas de tratamiento, puertos y obras de drenaje en vías; incluyendo captaciones, presas de derivación, presas de embalse, vertederos, túneles, canales de conducción y distribución, desarenadores, tomas, puentes, sifones, tuberías, estudios de socavación en puentes, etc.

Su experiencia docente por más de 15 años en las asignaturas de estructuras hidráulicas, centrales hidroeléctricas, recursos hídricos, recursos energéticos, hidráulica de tuberías, hidráulica de canales, hidráulica fluvial, mecánica de fluidos y estabilidad de taludes, en las universidades La Gran Colombia, Javeriana y Santo Tomás.

Se desempeña además, como profesional investigador inscrito en Colciencias, en los temas de socavación en cauces naturales y resistencia hidráulica en ríos colombianos. Es autor de artículos sobre hidráulica y estructuras hidráulicas en las revistas de ingeniería de la Universidad La Gran Colombia, Javeriana y Santo Tomás.



centrales hidroeléctricas

tomo I

tomás ochoa rubio

ediciones
g
grancolombianas

UNIVERSIDAD
la gran colombia



*A MI HJJA,
LAISVIE ANDREA*

ÍNDICE GENERAL

TOMO I

PRÓLOGO	XIX
INTRODUCCIÓN A LA OBRA	1
1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES	53
1.1 Definición de central hidroeléctrica	55
1.1.1 Obras de regulación /55	
1.1.2 Obras de captación /56	
1.1.3 Obras de conducción /56	
1.1.4 Obras de generación /56	
1.2 Fundamentos de electricidad	57
1.2.1 Definiciones fundamentales /57	
1.2.2 Magnetismo /59	
1.2.3 Acción del campo magnético en un conductor con corriente /59	
1.2.4 Inducción electromagnética /60	
1.2.5 Inductancia /60	
1.2.6 Inducción mutua /61	
1.2.7 Corriente alterna /62	
1.2.8 Fuentes de corriente alterna /64	
1.2.9 Valor eficaz de corriente y tensión alterna /65	
1.2.10 Representación gráfica de corrientes y tensiones alternas /65	
1.2.11 Circuitos elementales de corriente alterna /65	
1.2.12 Potencia activa, reactiva y total de la corriente alterna /68	
1.2.13 Elementos del sistema trifásico /69	
1.2.14 Principio de funcionamiento del transformador /72	
1.3 Definiciones y parámetros relacionados con los estudios de generación en centrales hidroeléctricas	74
1.3.1 Diferentes tipos de caídas /74	
1.3.2 Diferentes tipos de caudales /75	
1.3.3 Diferentes tipos de potencias /77	
1.3.4 Diferentes tipos de energías /81	
1.3.5 Parámetros y conceptos usados en los estudios de regulación /82	
1.3.6 Parámetros energéticos y de operación /84	

2 UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	87
2.1 Energía hidráulica y métodos de utilización	89
2.1.1 Energía y potencia de una corriente natural	/89
2.1.2 Potencial hidroeléctrico de un país	/92
2.1.3 Energía y potencia en una central hidroeléctrica	/98
2.1.4 Caída de una central hidroeléctrica	/106
2.2 Conjunto de obras en los proyectos de centrales hidroeléctricas	115
2.2.1 Obras permanentes	/117
2.2.2 Obras temporales	/118
2.2.3 Obras auxiliares	/118
2.3 Alternativas para ubicar la casa de máquinas en una central hidroeléctrica	119
2.3.1 Casas de máquinas fluviales	/119
2.3.2 Casas de máquinas pie de presa	/123
2.3.3 Conjunto de obras en centrales hidroeléctricas de conducción	/130
2.3.4 Tipos de proyectos en centrales hidroeléctricas	/133
2.4 Aprovechamiento racional de una cuenca hidrográfica	144
3 ESTUDIOS DE GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	147
3.1 Planteamiento del problema	149
3.2 Tipos de regulación	150
3.2.1 Regulación multianual	/151
3.2.2 Regulación anual o estacional	/151
3.2.3 Regulación semanal	/151
3.2.4 Regulación diaria	/151
3.2.5 Ecuación fundamental de la regulación de caudales	/152
3.3 Los embalses y su utilización	153
3.3.1 Funciones de los embalses	/153
3.3.2 Efectos de los embalses sobre el medio ambiente	/156
3.3.3 Clasificación de los embalses	/158
3.3.4 Análisis de los embalses en el mundo y en Colombia	/161
3.3.5 Niveles característicos de un embalse de generación y volúmenes correspondientes	/167
3.4 Simulación de la operación de un embalse de regulación anual	172
3.4.1 La curva diferencial de masas y sus aplicaciones en los cálculos de regulación	/173

3.4.2	Proceso de simulación /183	
3.4.3	Ordenamiento general del proceso de simulación /189	
3.4.4	Regulación anual total /193	
3.4.5	Regulación anual parcial /193	
3.5	Regulación multianual	194
3.5.1	Cálculo de acuerdo a una serie hidrológica /194	
3.5.2	Método general /196	
3.6	Tipos especiales de regulación	198
3.6.1	Regulación controlada /198	
3.6.2	Regulación compensatoria /202	
3.6.3	Regulación con centrales ubicadas en cascada /203	
3.6.4	Cálculos de regulación, potencia y energía a partir del método del balance /205	
3.7	Operación de las centrales hidroeléctricas en el sistema interconectado	206
3.7.1	Sistemas electroenergéticos /206	
3.7.2	Gráficos de carga de los sistemas energéticos /206	
3.8	Determinación de la potencia confiable en una central hidroeléctrica	209
3.8.1	Operación de una central hidroeléctrica en el gráfico de carga diaria /209	
3.8.2	Construcción de la curva de energía /209	
3.8.3	Datos de partida necesarios en la regulación diaria /210	
3.8.4	Regulación diaria sin restricciones. Potencia confiable /211	
3.8.5	Regulación diaria restringida. Potencia confiable /213	
3.8.6	Optimización de la operación de las centrales hidroeléctricas con regulación diaria /215	
3.8.7	Papel de las centrales hidroeléctricas en el sistema interconectado /216	
3.9	Selección de los parámetros fundamentales de una central hidroeléctrica y definición del proyecto	216
3.9.1	Potencia instalada de una central hidroeléctrica /216	
3.9.2	Producción de energía eléctrica en la central hidroeléctrica /223	
3.9.3	Selección del nivel máximo normal /223	
3.9.4	Determinación del grado de desembalse óptimo /224	
3.9.5	Uso de la programación dinámica en la regulación óptima de la escorrentía con embalses /228	
3.10	Secuencia de cálculo en los estudios de generación de centrales hidroeléctricas	231
3.10.1	Datos de partida /232	
3.10.2	Secuencia de cálculo /234	

4 ESTRUCTURAS DE CAPTACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	289
4.1 Definición y funciones	291
4.2 Clasificación de las estructuras de captación.	292
4.3 Estructuras de captación sumergidas (captación a presión).	293
4.3.1 Equipo mecánico y elementos principales /293	
4.3.2 Diferentes tipos de estructuras de captación sumergidas /296	
4.3.3 Diseño de las captaciones sumergidas /304	

TOMO II

5 ELEMENTOS DEL EQUIPO ELECTROMECAÁNICO DE UNA CASA DE MÁQUINAS	331
5.1 Principales elementos del equipo electromecánico.	333
5.1.1 Unidades de generación /333	
5.1.2 Equipo eléctrico /336	
5.1.3 Equipo mecánico /337	
5.2 Equipo auxiliar de la casa de máquinas en una central.	338
5.2.1 El sistema de bombeo de agua (SBA) /338	
5.2.2 El centro neumático (NC) /339	
5.2.3 Las instalaciones de aceite (IA) /339	
5.2.4 La estación de bombeo (EB) del distribuidor de la turbina y tubo de succión /339	
5.3 Instalaciones sanitarias y contra incendios	339
6 TURBINAS	341
6.1 Clasificación.	343
6.2 Potencia de la corriente y potencia de la turbina	346
6.3 Ecuación fundamental de la turbina	347
6.4 Transferencia de energía	352
6.5 Principios de regulación del caudal	354
6.6 Parámetros fundamentales de las turbinas	357
6.6.1 Semejanza de turbinas modelos /358	
6.6.2 Velocidad específica de las turbinas /362	
6.6.3 Eficiencia de las turbinas /364	
6.6.4 Cavitación en las turbinas /367	
6.7 Ensayos en modelos y características de las turbinas	372
6.8 Características de embalaje	377
6.9 Presión axial del agua	378
6.10 Elementos constructivos de las turbinas	379
6.10.1 El espiral o caracol /380	
6.10.2 El distribuidor de las turbinas /386	

6.10.3	Los rodetes de las turbinas /391	
6.10.4	Tubos de succión /394	
6.11	Esquemas constructivos de las turbinas contemporáneas	398
6.11.1	Turbinas Francis /399	
6.11.2	Turbinas Kaplan /400	
6.11.3	Turbinas de bulbo /401	
6.11.4	Turbinas Pelton /407	
7	GENERADORES	411
7.1	Principales parámetros de un generador	413
7.1.1	Potencia del generador /413	
7.1.2	Tensión nominal /415	
7.1.3	El factor de potencia $\cos \varphi$ /415	
7.1.4	La velocidad normal de rotación /415	
7.1.5	La eficiencia η_g /416	
7.1.6	Resistencias reactivas /417	
7.2	Parámetros mecánicos de un generador	418
7.2.1	La velocidad de embalaje /418	
7.2.2	Efecto del volante $W D_i^2$ (t m ²) /419	
7.2.3	La constante inercial T_a /420	
7.3	Sistema de excitación de los generadores	421
7.4	Refrigeración de los generadores	421
7.5	Esquemas constructivos de los generadores	425
7.5.1	Generadores verticales /428	
7.5.2	Generadores horizontales /434	
7.6	Elementos constructivos de los generadores	434
7.7	El estator	438
7.8	El rotor	441
7.9	Características energéticas de las unidades de generación y de los bloques de unidades	448
7.9.1	Características energéticas de las unidades /448	
8	EL EQUIPO MECÁNICO	451
8.1	Válvulas	453
8.1.1	Válvulas mariposa /454	
8.1.2	Válvulas esféricas /456	
8.1.3	Válvulas de aguja /457	
8.2	Compuertas	457
8.2.1	Clasificación de las compuertas /459	
8.2.2	Compuertas de fondo /466	
8.3	Las rejillas y sus mecanismos de limpieza	473
8.3.1	Clasificación de las rejillas /477	
8.3.2	Limpieza de rejillas /479	

8.4	Equipo de elevación y transporte	482
8.4.1	Grúas de pórtico /482	
8.4.2	Puentegrúas /505	
9	DISEÑO DE TURBINAS REACTIVAS	519
9.1	Selección del número de unidades en una central hidroeléctrica	521
9.1.1	Criterios económicos para la selección del número de unidades /526	
9.2	Selección del tipo de turbina	530
9.3	Determinación de los parámetros de las turbinas reactivas	537
9.3.1	Método I /540	
9.3.2	Método II /583	
10	DISEÑO DEL ESPIRAL O CARACOL	605
10.1	Consideraciones generales y criterios de diseño	607
10.2	Guía de utilización de los diferentes tipos de espirales _	607
10.3	Forma del flujo en el espiral y métodos de cálculo utilizados	610
10.4	Elección de los parámetros de diseño del espiral y su fundamentación	613
10.4.1	Ángulo de cobertura y área de la selección de entrada al espiral /613	
10.4.2	Elección de la forma de las secciones transversales /615	
10.5	Cálculo del espiral según la condición de la constancia del momento de velocidad $V_{ur} = \text{const}$	619
10.5.1	Secuencia de cálculo del espiral de sección trapezoidal /621	
10.5.2	Cálculo del espiral de sección circular según la condición $V_{ur} = \text{const}$ /625	
10.6	Influencia del espiral en las características energéticas de las turbinas	630
10.7	Métodos estadísticos para el cálculo del espiral	639
11	DISEÑO DEL DISTRIBUIDOR	643
11.1	Consideraciones generales y criterios de diseño	645
11.2	Parámetros constructivos e hidráulicos fundamentales _	647
11.3	Tipos de distribuidores y su utilización	651
11.3.1	Distribuidor radial ($\Theta = 0^\circ$; $r_A = r_B$) /652	
11.3.2	Distribuidor axial ($\Theta = 90^\circ$; $r_B > r_A$; $V_B \approx V_A$) / 652	
11.3.3	Distribuidor cónico ($r_A \neq r_B$; $k \neq 1$) /653	

11.4	Pérdidas de energía en el distribuidor radial	653
11.5	Determinación de los parámetros fundamentales del distribuidor	656
11.5.1	Determinación del diámetro de los servomotores /658	
12	DIMENSIONAMIENTO DEL TUBO DE SUCCIÓN	663
12.1	Funciones y tipos utilizados	665
12.1.1	Turbina hidráulica sin tubo de succión /667	
12.1.2	Turbina con tubo de succión cilíndrico /667	
12.1.3	Turbina con tubo de succión normal (curvo) /668	
12.2	Coefficiente de recuperación y pérdidas de energía en el tubo de succión	670
12.2.1	Pérdidas de energía en el difusor de entrada /672	
12.2.2	Pérdidas de energía en el codo /673	
12.2.3	Pérdidas de energía en el difusor de salida /673	
12.3	Dimensionamiento de tubos de succión cónicos rectos	675
12.4	Selección y dimensionamiento de tubos de succión curvos	676
12.5	Métodos estadísticos para el dimensionamiento del tubo de succión	680
13	TURBINAS PELTON	689
13.1	Turbinas de eje horizontal	693
13.2	Turbinas de eje vertical	694
13.3	Características de operación	694
13.4	Características constructivas	695
13.4.1	Número de chorros por rueda /696	
13.4.2	Número de cangilones por rueda /699	
13.5	Dimensionamiento de una turbina Pelton	700
14	SELECCIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS GENERADORES	717
14.1	Selección del tipo de generador	719
14.1.1	Según su disposición /719	
14.1.2	Según el número de polos /719	
14.1.3	Según la disposición de los cojinetes /719	
14.2	Determinación de los parámetros básicos del generador	720
14.2.1	Potencia /720	
14.2.2	Factor de potencia $\cos\varphi$ /720	
14.2.3	Tensión nominal /720	

14.2.4	Eficiencia del generador /721	
14.2.5	Velocidad de rotación /721	
14.3	Cálculo de las características mecánicas de los generadores	721
14.3.1	Torque en el eje /721	
14.3.2	Velocidad de embalaje /721	
14.3.3	Efecto de volante /722	
14.4	Dimensionamiento de los generadores	722
15	SELECCIÓN Y CÁLCULO DEL EQUIPO MECÁNICO AUXILIAR	729
15.1	Válvulas de admisión	731
15.2	Rejillas	736
15.2.1	Cálculo del área de la rejilla /736	
15.3	Compuertas	737
15.3.1	Selección del tipo de compuerta /738	
15.3.2	Garantía de maniobra de las compuertas /739	
15.3.3	Fuerzas actuantes sobre las compuertas /743	
15.3.4	Determinación del peso de las compuertas /749	
15.3.5	Diseño de compuertas /751	
15.4	Cálculo del mecanismo de elevación de las grúas de pórtico	752
15.4.1	Determinación de los esfuerzos de elevación (capacidad de carga) /752	
15.4.2	Determinación de las tensiones en los cables de acero y su elección /753	
15.4.3	Cálculo de la potencia del motor del mecanismo de elevación /754	
15.4.4	Cálculo de los frenos /754	
15.4.5	Estabilidad de las grúas de pórtico /756	
15.5	Selección y dimensionamiento de los puentegrúas . . .	759
	BIBLIOGRAFÍA	773

PRÓLOGO

La obra del ingeniero José Tomás Ochoa Rubio llena un vacío en la literatura hidrotécnica de América Latina.

La ciencia es universal, la tecnología en el capitalismo se vende. Al interior de la ex-Unión Soviética y de los países de economía centralmente planificada la tecnología no se vendía.

Como consecuencia de lo anterior, la literatura ex-soviética contiene guías detalladas de diseño, dimensionamiento hidráulico y cálculo de estructuras hidráulicas y de equipos electromecánicos y este tesoro de ingeniería y de tecnología es transmitido e interpretado por el ingeniero Ochoa.

Además, en el libro se ha vertido toda la experiencia profesional y docente del autor en el campo de los recursos hídricos en general y de la hidroelectricidad en particular.

El ingeniero Ochoa además de ser dueño de excepcionales calidades humanas que incluyen el respeto y la transparencia en las relaciones con los colegas, reúne una serie de cualidades angulares en elevado grado como la precisión y seguridad en el trazo a mano alzada en el diseño y la exposición, cualidades que siempre ha admirado quien escribe este prólogo.

Me siento honrado de pertenecer al círculo de colegas y amigos del ingeniero Ochoa.

Este libro está a la altura de los mejores del mundo en la especialidad.

El ingeniero Ochoa entra a la galería de los autores de libros de hidrotecnia de habla castellana como Domínguez, Balloffett, Pérez Franco, Pérez Carmona, Becerril, Saldarriaga, Sotelo, Sánchez, Maza y tantos otros que han contribuido con el desarrollo de la región.

Se trata de un libro que sirve al tiempo de texto, guía de proyectos y referencia.

Agradezco mucho al ingeniero Ochoa, el poder estar en este prólogo. Es para mí un altísimo honor.

Es un libro que recorriendo encarecidamente para los cursos que dicto en las universidades, Nacional, Javeriana, Católica y de La Salle y que también recomiendo a los profesores de otras universidades de Colombia y de América Latina, incluyendo Brasil, pues allí estudian el castellano y lo entienden mucho los profesionales de ese país.

EDUARDO MACHADO HERNÁNDEZ

PROFESOR ASISTENTE FACULTAD DE INGENIERÍA,
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
PROFESOR ASOCIADO PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
PROFESOR UNIVERSIDAD CATÓLICA DE COLOMBIA

INTRODUCCIÓN A LA OBRA

Todos los estudios hidrológicos reconocen a Colombia como uno de los países del mundo más ricos en recursos hídricos. Del escurrimiento superficial total del continente suramericano, que alcanza unos 11.760 kilómetros cúbicos, algo más de 1.100 corresponden a Colombia. El territorio de nuestro país en promedio cuenta con un rendimiento específico de 58 litros por segundo por kilómetro cuadrado, 6 veces mayor que el rendimiento promedio del área continental mundial que apenas llega a 10,0 litros por segundo por kilómetro cuadrado.

Según el Banco Mundial, Colombia es el sexto país del mundo en potencial hidroeléctrico y el cuarto en recursos hídricos. *décimo*

La región nororiental del país dispone del volumen de recursos hídricos menos favorable. Con un índice de precipitaciones bajo, llega solamente a 320 mm año o 10 litros por segundo por kilómetro cuadrado en la Alta Guajira; en tanto que en la franja del Pacífico occidental la precipitación promedio anual es de 9.000 mm o unos 180 litros por segundo por kilómetro cuadrado: la más alta del país. El escurrimiento superficial de la región andina central es de 220 kilómetros cúbicos al año, que corresponden a un rendimiento promedio de 28 litros por segundo por kilómetro cuadrado.

Tanto la zona de la Orinoquia nororiental como la Amazonia al sur del país, tienen índices altos; del orden de 33 y 45 litros por segundo por kilómetro cuadrado respectivamente. Así que el caudal equivalente que entregan los ríos del territorio colombiano es de 66.900 m³/s, cantidad suficiente para mover todas las hidroeléctricas mayores existentes en el continente americano.

Colombia, de otra parte, tiene sitios donde la precipitación máxima en 24 horas sobrepasa los 295 mm (región del río San Juan) o bien sitios donde llega solamente a 80 mm, en los valles altos del río Magdalena. En este sentido, es clara la influencia de la orografía colombiana. Los vientos húmedos que llegan, tanto a la cordillera occidental como a la oriental, se estrellan contra ellas y producen fuertes precipitaciones en esas zonas. Lo mismo sucede en la Sierra Nevada de Santa Marta y en las zonas sureñas de nuestros departamentos costeros. Por el contrario, los valles de los ríos Cauca y Magdalena presentan un régimen de lluvias más moderado.

Los principales ríos del país son: Al occidente el Atrato con 700 km de longitud, San Juan con 376 km y Patía con 360 km, en la zona central el Magdalena con 1.358 km, Cauca de 1.350 km y el Funza o Bogotá de 225 km, al oriente el río Meta de 1.000 km, Inírida de 1.050 km, Vichada de 644 km, Arauca de 1.000 km, Guaviare de 1.300 km, Orinoco con 420 km, comunes con Venezuela; Vaupés de 850 km, Apaporis de 800 km, Caquetá de 2.200 km y al sur el Putumayo de 1.800 km y Amazonas con 120 km, comunes con el

Perú. Por otra parte, cuenta con lagunas importantes como la de Fúquene en Cundinamarca, La Cocha en Nariño, Tota en Boyacá, Zapatosa en Magdalena y un gran número de ciénagas como la de Betancí en Córdoba.

Colombia cuenta con un estudio del sector de energía eléctrica cuya finalidad primordial fue la realización del Inventario de los recursos hidroeléctricos del país.

En el año 1979 se entregaron las características de las obras decisivas en el desarrollo del sector hidroeléctrico y energético en general, localizadas en los principales ríos investigados. Veinte años después, se siente la necesidad de continuar el estudio de no menos de 16.000 ríos medios y menores que corren en el territorio colombiano. En el primer trimestre de 1986, se firmó con el Gobierno alemán la realización de un estudio para fijar las políticas energéticas de la nación en el futuro próximo.

Potencial hidroeléctrico

Una de las partes fundamentales del Estudio del Sector de Energía Eléctrica, fue el Inventario de los Recursos Hidroeléctricos (IRH), que ha permitido evaluar el potencial que el país posee de este recurso.

A continuación se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos dentro del Inventario, el cual se dividió en dos fases: Fase I, Estudio del potencial hidroeléctrico teórico y Fase II, Inventario propiamente dicho, donde se evaluó el potencial utilizable desde el punto de vista técnico.

Potencial teórico

El potencial hidroeléctrico teórico alcanza un valor de 118.755 MW continuos, cifra encontrada después de reconocer 351 ríos en todo el país. Si se tiene en cuenta un factor de planta de 0,5, el potencial teórico alcanzaría a ser de unos 240.000 MW.

En el Cuadro 1, se indica la distribución del potencial teórico en MW continuos y su distribución porcentual entre las principales cuencas hidrográficas del país.

Las áreas con mayor concentración de potencial teórico se muestran en el Cuadro 2.

Las áreas con los potenciales teóricos relativamente más bajos se indican en el Cuadro 3.

Cuadro 1. Potencial teórico por regiones

Región	No. de ríos	Área (km ²)	Potencial teórico		
			Continuos MW	%	kW/km ²
I Magdalena - Cauca	171	246.000	44.080	37	179
II Orinoco - Catatumbo	62	365.000	27.565	23	76
III Sierra Nevada - Guajira	24	48.000	2.000	2	42

Continuación cuadro 1

IV Atrato – Sinú	14	62.000	7.070	6	114
V Pacífico	28	76.000	17.700	15	233
VI Amazonia	52	342.000	20.340	17	59
TOTAL	351	1.139.000	118.755	100	117(*)

(*) Promedio

Cuadro 2. Concentración regional del potencial teórico

Región		Subregión	Potencial teórico	
			Continuo GW	Específico kW/km ²
V	Pacífico	-	17,7	233
I	Magdalena - Cauca	-	44,1	179
II	Orinoco - Catatumbo	Parte alta	21,2	122
VI	Amazonia	Parte alta	9,8	121
IV	Atrato – Sinú	-	7,1	114

Cuadro 3. Regiones con bajo potencial teórico

Región		Subregión	Potencial teórico	
			Continuo GW	Específico kW/km ²
III	Sierra Nevada – Guajira	-	2,0	42
II	Orinoco – Catatumbo	Parte baja	6,4	33
VI	Amazonia	Parte baja	10,0	40

Cuadro 4. Potencial hidroeléctrico utilizable desde el punto de vista técnico

Clasificación de los proyectos		No. de proyectos	Cap. instal. (MW)
Proyectos nuevos identificados por el IRH		230	58.748
Proyectos identificados previamente al IRH:			
-	a nivel de reconocimiento	23	6.938
-	a nivel de prefactibilidad	10	6.102
-	a nivel de factibilidad	11	11.760
-	en diseño	6	3.517*
-	en construcción	6	3.157*
-	en operación	22	2.863**
TOTAL		308	93.085

* Se incluyen las ampliaciones que son posibles en algunos proyectos.

** No se incluyen plantas con capacidad instalada menor de 10 MW

Con base en los estudios efectuados en este Inventario, en donde fueron incluidos sólo aquellos proyectos nuevos con capacidad potencial mayor de 100 MW, se evaluaron 308 proyectos en total, incluyendo aquellos existentes en 1979, los que se ejecutaron hasta 1988, los que reconoció el IRH y los que habían sido reconocidos por otras entidades previamente al IRH. En total, se ha identificado una energía hidroeléctrica técnicamente aprovechable del orden de 407.700 GWh, equivalentes a un potencial instalable de 93.085 MW, distribuidos como se indica en el Cuadro 4.

Dentro de la capacidad instalada total, los 230 proyectos nuevos, reconocidos por el Inventario, representan el 63% del potencial total; en términos de número de proyectos, los proyectos nuevos equivalen al 75% del conjunto total.

La distribución del potencial técnicamente utilizable por regiones, se muestran en el Cuadro 5.

Tres de las regiones con mayor porcentaje de potencial hidroeléctrico utilizable desde el punto de vista técnico, tienen proyectos cercanos a los mayores centros de consumo. Estas regiones son: Magdalena-Cauca (I), Orinoco-Catatumbo (II), Parte alta y del Pacífico (V). Como mayores centros de demanda se pueden mencionar los siguientes: La Costa Atlántica, Bogotá, Antioquia, Valle del Cauca y las regiones del suroeste y nordeste (Santander).

Los proyectos de las regiones II, Orinoco-Catatumbo Parte baja y VI, Amazonia Parte baja, están localizados en áreas planas y alejadas de los centros de consumo. Los proyectos de la región VI, Atrato-Sinú, se hallan en general, lejos de los centros de consumo.

Potencial disponible para el planeamiento de largo plazo

Si del potencial utilizable, desde el punto de vista técnico (93.085 MW) se restan los 8.657 MW, correspondientes a la capacidad de las plantas hidroeléctricas en operación en el año 2000, quedan 84.428 MW, que se pueden considerar como aquella capacidad que estaría disponible para el planeamiento de la expansión del sector eléctrico en el largo plazo, sin contar las adiciones a proyectos en operación antes del 2002. Esta capacidad se distribuye como se indica en el Cuadro 6.

Dentro de esta capacidad disponible, los 230 proyectos nuevos reconocidos por el IRH, representan un 70% de la capacidad total y un 84% respecto al número total de proyectos disponibles.

Clasificación por nivel de capacidad

Los proyectos nuevos y aquellos investigados o construidos con anterioridad al IRH, pueden ser clasificados según los siguientes niveles de capacidad instalada (mostrados en los Cuadros 7 y 8).

Cuadro 5. Distribución del potencial hidroeléctrico utilizable desde el punto de vista técnico

Región	Cap. instalada MW	% de la potencial total
I Magdalena - Cauca	35.478	38
II Orinoco - Catatumbo	27.324	29
III Sierra Nevada - Guajira	631	1
IV Atrato - Sinú	5.556	6
V Pacífico	12.078	13
VI Amazonia	12.018	13
TOTAL	93.085	100

Cuadro 6. Potencial disponible para el planeamiento de largo plazo

Clasificación de los proyectos	No. de proyectos	Cap. instalada (MW)
Proyectos nuevos identificados por el IRH	230	58.748
Proyectos identificados previamente al IRH y disponibles para la expansión del sistema eléctrico:		
- a nivel de reconocimiento	23	6.938
- a nivel de prefactibilidad	10	6.102
- a nivel de factibilidad	11	12.640
TOTAL	274	84.428

Cuadro 7. Clasificación del número total de proyectos según niveles de capacidad instalada

Nivel de capacidad (MW)	Proyectos		Capacidad instalada agregada	
	No.	%	GW	%
200 o menos	177	58,0	20,1	22
201 - 500	93	30,0	28,8	31
501 - 1000	20	6,5	13,9	15
1000 o más	18	5,5	30,3	32
TOTAL	308	100	93,1	100

Cuadro 8. Clasificación de los proyectos disponibles para el planeamiento de largo plazo según niveles de capacidad instalada

Nivel de capacidad (MW)	Proyectos No.	%	Capacidad instalada GW	agregada %
200 o menos	157	57	18,8	22
201 – 500	85	31	26,4	32
501 – 1000	16	6	10,9	13
1000 o más	16	6	27,4	33
TOTAL	274	100	83,5	100

Clasificación por costos

El total de proyectos que pueden considerarse para realizar la expansión futura del sistema interconectado nacional a partir del año 2002, se clasifican de acuerdo con su costo por kilovatio instalado, sin considerar los costos de conexión a la red principal (cuadro 9).

Cuadro 9. Clasificación por costos de los proyectos disponibles para el planeamiento de largo plazo

Rango de costos US\$/kW	No. de proyectos	No. acum. de proyectos	Capac. instal. rango MW	Capac. instal. acum. MW
Hasta 499	18	18	15.326	15.326
500 – 800	56	74	19.691	35.017
801 – 1200	96	170	26.789	61.806
Mayores de 1200	104	274	21.742	83.548

De acuerdo con los resultados anteriores, se tiene que 74 proyectos, es decir un 27% del total, presentan costos por kilovatio instalado menores de US\$ 800, los cuales tienen un total de 35.017 MW, correspondiente al 42% de la capacidad total inventariada disponible. Los costos mencionados anteriormente se deben tomar de una manera orientativa y para efectos comparativos. En realidad, actualmente un proyecto hidroeléctrico tiene costos mayores, debido en buena parte, a la componente ambiental y al alto porcentaje de imprevistos.

Proyectos con regulación y proyectos a filo de agua

Se ha encontrado que, dentro de los proyectos disponibles para el planeamiento de largo plazo, aquellos con alguna regulación representan el 45% (37.335 MW) de la capacidad instalada total (el volumen útil de los embalses sería de 120.533 millones de m³) y los proyectos a filo de agua el 55% (46.213 MW).

Las siguientes son las regiones y zonas que ofrecen las mejores posibilidades para el desarrollo en el largo plazo de proyectos con embalses de capacidad apreciable:

Región I. Magdalena-Cauca

Existe un gran número de proyectos con embalses en las zonas del Magdalena y del Cauca. Los proyectos más importantes en esta región, con embalses que exceden los 1.000 millones de m³, corresponden a centrales potenciales que se habían previamente investigado, tales como Neme, Palmalarga, Sogamoso, Farallones, Cañafisto, Ituango y Apavi. Dentro de los proyectos que reconoció el IRH en esta región se pueden citar los de Troya, Lebrija y Basilio como los más importantes.

Región II. Orinoco-Catatumbo

Contiene los siguientes proyectos con embalse que fueron reconocidos por el IRH: Yaikiran, Ariari, Mapiripana, Humea, Rotambria, Puerto Barco y Sabadacay Yera. El proyecto Upia había sido investigado previamente.

Región IV. Atrato-Sinú

En ella se encuentran los proyectos con embalse de Penderisco, Murri y Atrato, los cuales habían sido investigados con anterioridad al IRH.

Región V. Vertiente del Pacífico

Presenta los proyectos con embalse de Micay, Antón, Cabeceras y la Unión que fueron reconocidas por el IRH. Entre los que se habían reconocido previamente, el más importante es el de Patía I.

Región VI. Amazonia

En la zona de la alta Amazonia se encuentran los proyectos embalsables de Ingano y Caguán, reconocidos por el IRH.

La *región III. Sierra Nevada-Guajira*, la zona del Orinoco en la región II, Orinoco-Catatumbo y la zona de la baja Amazonia en la región VI, no presentan condiciones favorables para posibles centrales hidroeléctricas con embalses de magnitud considerable.

En el cuadro 10 se condensan los resultados del Inventario de recursos hidroeléctricos.

Proyectos con conducciones pie, de presa y fluviales

Se ha encontrado que dentro de los proyectos disponibles para el planeamiento de largo plazo, los proyectos con conducciones representan un 32% (26.901 MW) de la capacidad instalada total; los proyectos de pie de presa el 26% (21.343 MW) y los proyectos fluviales el 42% (35.304 MW).

Lo anterior indica que un gran porcentaje de los proyectos inventariados está compuesto por proyectos de pie de presa y de tipo fluvial, en los cuales el país no ha tenido ninguna experiencia; por lo tanto, en el desarrollo futuro del sector eléctrico, este tipo de proyectos deberá recibir atención especial en la ingeniería, en la universidad y en las firmas de consulta, donde será imperativo tener alguna orientación en este sentido.

Cuadro No. 10. Resultados del Inventario de recursos hidroeléctricos

REGIONES	Cubrimiento	Estado actual de los proyectos																							
		Reconocimiento			Prefactibi- lidad		Factibi- lidad		Diseño		Construc.		Operación		Total										
		ESEE*			Otros		No. Pry.	Cap. Inst. MW	No. Pry. MW	Cap. Inst. MW	No. Pry. MW	Cap. Inst. MW	No. Pry. MW	Cap. Inst. MW	No. Pry. MW										
		No.	Cap.	Inst.	No.	Cap.										Inst.	No.	Cap.	Inst.	No.	Cap.	Inst.	No.	Cap.	Inst.
I. Magdalena-Cauca	100%	71	13.196	18	2.478	9	5.902	8	8.260	3	1.167	6	2.657	17	1.818	132	35.478								
II. Orinoquia-Catatumbo	100%	76	24.524	1	500					1	1.300	A	500	1	500	79	27.324								
III. Sierra Nevada-Guajira	100%	10	631							2	1.050					10	631								
IV. Atrato-Sinú	100%	5	792	3	3.714											10	5.556								
V. Vertiente Pacífico	100%	35	7.587	1	246	1	200	3	3.500					4	545	44	12.078								
VI. Amazonia	100%	33	12.018													33	12.018								
TOTALES	100%	230	58.748	23	6.938	10	6.102	11	11.760	6	3.517	6	3.157	22	2.863	308	93.085								

* - Estudio del sector de energía eléctrica

A - ampliación

Nota: No se consideran plantas con capacidad instalada menor a 10 MW

Se incluyen en el Inventario posibles ampliaciones futuras a proyectos en construcción o en diseño.

Historia y desarrollo del sector hidroeléctrico en Colombia

El desarrollo del sector hidroeléctrico en Colombia se ha dividido en cinco etapas, diferenciadas de la siguiente manera:

- Primera etapa: durante el periodo de 1890 a 1930, en que se crean las empresas pioneras y se conforman los primeros modelos de desarrollo.
- Segunda etapa: entre 1930 y 1950 en que se promueve la expansión regional y se inicia la participación del Estado.
- Tercera etapa: entre 1950 y 1970 cuando se realiza la oficialización del sector, se articula su estructura institucional y se promueve la interconexión nacional.
- Cuarta etapa: de 1970 a 1993, en la cual se promociona el desarrollo intensivo, se gesta la gran crisis y surgen las nuevas reformas.
- Quinta etapa: que comprende los últimos ocho años y en la que se proyecta el plan de expansión del sector energético hasta el 2010.

Primera etapa

Para esa época se suplía con mayor facilidad y a menor costo la fuerza motriz generada por agua que la que se obtenía por vapor, ya que esta última no sólo necesitaba una mayor inversión, sino que agudizaba ya el problema crítico del suministro de leña.

La Compañía Nacional de Electricidad extendió prontamente sus actividades a tres zonas del país, mediante la adquisición de varias instalaciones existentes. Así se creó la zona norte, con centro en Barranquilla y su extensión a Santa Marta y Ciénaga; la zona occidental con centro en Cali y extensión a Palmira, Buga y Buenaventura y la zona central que incluía a Honda, Mariquita y Girardot. Este sistema inicial comprendió una potencia de unos 3.500 kW, ubicados en un 60% en la zona norte, otro 25% en la occidental y el 15% restante en la zona central. La evolución ocurrida en esta primera etapa se puede reseñar en el siguiente cuadro:

Evolución de la hidroenergía en el período 1890 – 1930

Año	Suceso	Empresa	Potencia
1890	Primera planta de electricidad en Bogotá	Ferretería La Pradera	150 CV
1890	Introducción de la energía eléctrica	Panamá Electric Light Co.	85 kW
1890	Inauguración del servicio eléctrico en Bogotá	Bogotá Electric Light Co.	70 kW *
1894	Construcción del Charquito	Samper Brush Cía.	600 kW
1895	Creación de la compañía antioqueña de las instalaciones eléctricas		
1898	Inicio del servicio de alumbrado con planta hidráulica en la quebrada Santa Elena	Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas	200 kW
1900	Puesta en servicio del Charquito	Samper Brush Cía.	
1908	Ampliación del Charquito	Samper Brush Cía.	1.700 kW
1916	Surgimiento de la Compañía de energía eléctrica de Bogotá		

Continuación cuadro anterior

1913	Ensanche en el servicio de 1.900 kW	Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá	1.600 kW
1914	Primera crisis del servicio eléctrico		
1921	Inauguración de la planta de Piedras Blancas de 1.500 kW y modernización de Santa Elena	Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas	1.700 kW
1928	Ensanchamiento de la planta de la quebrada de Santa Elena	Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas	500 kW
1920	Creación de la Compañía Nacional de Electricidad		
1924	Nueva ampliación de 2.200 kW	Compañía Nacional de Electricidad	5.800 kW
1930	Habilitación de las primeras unidades de una planta térmica a carbón de 4.500 kW		
1930	Creación de las Empresas Unidas de Energía Eléctrica	Compañía Nacional de Electricidad	10.300 kW
1930	Ampliación de Piedras Blancas e instalación de 1.700 kW a carbón	Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas	4.200 kW
1930	Iniciación de la central hidroeléctrica de Guadalupe		

* Planta térmica

Una visión de conjunto sobre el resto del país, es indicativa de un desarrollo incipiente que globalmente equivale a unos 11.500 kW, con un 30% de plantas térmicas a carbón en las zonas costeras y un 70% de plantas hidráulicas en el interior, donde la instalación más importante contaba apenas con 500 kW en el río Cali.

Se observa el mayor empuje de los departamentos de Antioquia y el antiguo Caldas, en donde con plantas individuales de origen municipal o privado, se cubrió la mayor parte del territorio. Se anota, igualmente, la iniciativa y el esfuerzo de los empresarios locales que financiaron las instalaciones con su patrimonio. Así mismo, se registra la iniciación de la industria mecánica en Bucaramanga, para la instalación de la planta del río Suratá y la realización de la primera red integrada en la provincia de Cúcuta, desde la planta del río Peralonso.

Segunda etapa

Esta etapa, que va de 1930 a 1950, se caracteriza por el primer análisis del desarrollo de la economía colombiana en 1950 y sus perspectivas hacia el futuro; este análisis llamado "*Informe de una misión*" fue realizado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, presidido por el profesor Lauchlin Currie.

El Instituto de aprovechamiento de aguas y fomento eléctrico (Electraguas) fue creado por la ley 80 de 1946 y fue el encargado del planeamiento y el desarrollo del sector energético nacional, que en menor escala se venía ejecutando desde 1940 por iniciativa del Fondo de fomento municipal. Las dos entidades

configuraron, pues, la participación inicial del Estado en ese proceso. Pero las funciones de Electraguas se extendieron también a las obras de irrigación, con miras a promover los aprovechamientos de beneficio múltiple.

En 1950 sólo doce instalaciones concentraban el 73% de la potencia instalada, en que concurría un 27% de capacidad térmica esencialmente ubicada en Barranquilla, en tanto que la potencia hidráulica tenía sus principales aprovechamientos en Medellín y Bogotá. Pero el censo industrial de 1945 ya había indicado la existencia de 52,5 MW adicionales en plantas de servicio privado, de propiedad de las explotaciones auríferas y algunas industrias manufactureras, que elevaban a 261 MW la potencia total del sistema.

En esta segunda etapa del desarrollo eléctrico se registra un gran avance en el diseño de los proyectos hidroeléctricos principales, por cuanto las plantas menores se continuaban construyendo con bocatomas rudimentarias y canales en tierra. En efecto, en este período se inició el diseño de presas de derivación y canales revestidos para los proyectos medianos, en tanto que para los principales, se empezó a aplicar la solución con presa de regulación y túnel a presión, que proporciona considerables ventajas operativas. Así, se concibieron los siguientes proyectos:

Proyectos segunda etapa

Proyecto	Zona	Caída	Capacidad	Grupos
Guadalupe	Medellín	550 m	40 MW	4
Riógrande	Medellín	317 m	75 MW	3
Salto Nuevo	Bogotá	419 m	50 MW	5

Estos progresos comprendieron, igualmente, la iniciación de las técnicas de construcción de presas de tierra, el incremento de la potencia de los grupos generadores y la especificación de las primeras líneas de transmisión con voltajes de 33,66 y 110 kilovoltios.

La realización de los proyectos de Medellín y Bogotá, con las ampliaciones de sus redes de distribución, se financió con la ayuda del crédito bancario internacional, en tanto que las instalaciones en Barranquilla se realizaron con los recursos de la Compañía Colombiana de Electricidad. Pero ya en 1945, la compañía aceptó la expropiación de sus instalaciones en Cali por parte del Municipio, que comprendían una potencia de 5,2 MW y la red de distribución urbana. No obstante, esta expropiación constituyó el primero de los grandes conflictos del desarrollo eléctrico nacional.

El gobierno promovió, hacia mediados de la década de los cuarenta, la creación de tres sociedades limitadas para la realización de los primeros grandes proyectos, con la participación del Estado: la empresa de Anchicayá en Cali, la empresa de Lebrija en Bucaramanga y la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) en Manizales. Esos aportes de la Nación se le transfirieron a Electraguas

en la ley que le dió origen; estos proyectos tenían las siguientes características principales:

Proyectos segunda etapa

Central	Tipo de presa	Caída m	Instalac. final MW	Grupos iniciales MW	Grupos Futuros MW
Río Anchicayá	Alta de hormigón	76	64	24	40
Río Lebrija	Baja, de regulación diaria	160	18	9	9
Insula		130	27	18	9

La realización de los proyectos de Anchicayá y Caldas introdujo el modelo institucional de empresas generadoras para suministro en bloque, por cuanto los municipios de Cali y Manizales se reservaron la propiedad de la red de distribución. Por el contrario, la empresa de Lebrija incorporó la red de Bucaramanga.

Mientras tanto, Electraguas continuó la obra de canalización del río Medellín y del río Recio en el Tolima, al ritmo de sus reembolsos y realizó la irrigación a partir de este último con la instalación de dos plantas hidráulicas para una potencia conjunta de 4,5 MW. Así, se configuró el primer proyecto de beneficio múltiple.

Tercera etapa

En esta etapa ocurren los avances del planeamiento a escala nacional, debidos al desarrollo institucional que resultó de las grandes transformaciones; por la evolución de los mecanismos de financiamiento local; por el desarrollo de las facilidades de crédito externo y por las primeras orientaciones de la política tarifaria.

Las tres empresas iniciales del orden regional (Anchicayá, Lebrija y Caldas) se habían adicionado con seis sociedades del ámbito departamental: Bolívar, Boyacá, río Cauca, Huila, Norte de Santander y Tolima y 21 sociedades del orden municipal.

Esta dispersión institucional se corrigió de inmediato con la integración de las sociedades municipales a las departamentales y la creación de seis nuevas sociedades para los departamentos restantes: Antioquia, Atlántico, Chocó, Córdoba, Cundinamarca y Magdalena. Las 16 electrificadoras, así integradas, permitían cubrir todo el territorio nacional. A partir de esto se creó el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), al expedirse en 1968 la reforma administrativa del Estado. (Recientemente el ICEL se convirtió en el IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas).

El siguiente cuadro resume el desarrollo de las Corporaciones regionales:

Desarrollo corporaciones regionales

Año	Suceso	Empresa
1954	Creación de la Corporación autónoma regional de Río Cauca	CVC
1957	Cesión a la CVC del proyecto Anchicayá y la creación de la térmica de Yumbo 189 MW	CVC
1958	Creación de la Corporación autónoma de la sabana de Bogotá y de los valles de Ubaté y Chiquinquirá	CAR
1961	Iniciación segundo plan de electrificación (Interconexión)	Electraguas
1964	Construcción de la interconexión eléctrica	ISA
1966	Nacimiento de la ley que ordenó la creación de la Corporación eléctrica de la Costa Atlántica	Corelca

Al término de la década de los 70's, el sistema eléctrico nacional contaba con una potencia de 1.790 MW, con un 29% de las empresas de Bogotá, el 37% en las de Medellín, el 12% en la CVC y el 22% en las electrificadoras a cargo del ICEL (hoy IPSE).

El ritmo de equipamiento registraba una tasa del orden del 12% anual, en tanto que la demanda había crecido al 10%, lo cual dejaba un amplio margen de potencia de reserva, aunque con grandes desbalances en muchas regiones.

Esto se puede apreciar con la descripción de los principales proyectos realizados por las cuatro empresas del sector.

Principales proyectos de las cuatro empresas del sector

Empresa	Central	Potencia MW
Empresa de Bogotá	Laguneta	72
Empresa de Bogotá	El Colegio	300
Empresa de Bogotá	Canoas	30
Empresa de Bogotá	Remodelación del El Salto	500
Empresa de Medellín	Complementación del proyecto Guadalupe	250
Empresa de Medellín	Primera etapa Río Nare	180
CVC	Subterráneo de Calima	120

Las realizaciones de Electraguas se orientaron hacia proyectos de ámbito regional que integraban las redes de uno o varios departamentos continuos, en su orden son:

Principales proyectos de las empresas regionales

Empresa	Proyecto	Potencia MW	Tipo
Electrificadora de Boyacá	Paipa y Zipaquirá	66	Carbón
Electrificadora de Bolívar	Cospique	10	Petróleo
Electrificadora de Bolívar	Cospique, (Ensanche)	25	Petróleo
Electrificadora de Norte de Santander	Tibú	18	Turbogas
CHEC	Esmeralda	30	Hidroeléctrica
Electraguas	Río Mayo	21	Hidroeléctrica
Compañía colombiana de electrificación en el Atlántico y Corelca	Grupo térmico	16	Térmico Turbogas
Electrificadora de Santander	Barrancabermeja	25	Petróleo
Electraguas	Montería y Sincelejo	12	Turbogas
Electrificadora del Huila y Tolima	Río Prado	51	Hidroeléctrica

Las realizaciones de esta etapa registraron grandes cambios en la concepción de los proyectos hidroeléctricos, al pasar de los esquemas convencionales a las soluciones subterráneas y los saltos de pie de presa. Así mismo, se registraron importantes avances en las centrales térmicas al aumentar la potencia de los grupos hasta 35 MW, en tanto que, simultáneamente, se iniciaba el aprovechamiento del gas natural con la instalación de unidades de turbogas. La construcción de las líneas de transmisión también registró avances significativos con la participación de la industria nacional, ya que las redes de distribución se modernizaron con la instalación de postes de hormigón.

Cuarta etapa

Se culmina la fase inicial del plan de integración de la Costa Atlántica con la nueva central de Barranquilla y su sistema de transmisión y la red de interconexión nacional.

El sector energético queda conformado por cuatro entidades regionales (Bogotá, Medellín, CVC y Corelca), un organismo regional con acción en las demás zonas (ICEL hoy IPSE) y una empresa para la red de interconexión nacional (ISA), que las integraba conjuntamente. Se unificó también, la dirigencia del sector energético (Ministerios de Obras Públicas, el de Desarrollo y el de Minas y Petróleo) en el Ministerio de Minas y Energía.

En la década de los 70's se dobló la capacidad instalada del período precedente, equivalente a un incremento del 105%, instalando 1.880 MW nuevos, con un crecimiento de una tasa del 7% anual en el curso de la década. Se presenta la descripción de estos principales sistemas que se agruparán en tres regiones en el siguiente cuadro:

Principales sistemas

	Entidad Ejecutora	MW Instalados
Región Central		
San Francisco	ICEL	135
Guatapé II	EPM	290
Prado	ICEL	51
Alto Anchicayá	CVC	345
Termo Zipaquirá	EEB	66
Termo Paipa II	ICEL	66
Termo Barranca III	ICEL	66
Chivor I	ISA	500
Hidráulicas varias	ICEL	31
		1.550
Región Norte		
Termo Barranquilla	CORELCA	132
Termo Cartagena	CORELCA	132
Turbogas	CORELCA	26
		290
Regiones Periféricas		
Turbogas en Zulia y Palenque	ICEL	25
Hidroflorida	ICEL	25
		50
Parque Térmico		513 (27,30%)
Parque Hidráulico		1.067 (72,70%)
Total Acumulado		
Parque Térmico		830 (22,60%)
Parque Hidráulico		2.940 (77,40%)

Cabe anotar que la región norte fue desarrollada por Corelca, la región central se integró con la red de ISA y las regiones periféricas con las electrificadoras del ICEL en el nordeste y la zona sur.

Las características de los principales proyectos que se iniciaron en esta etapa son:

Principales proyectos que se iniciaban

Proyecto	Empresa	Caída (m)	Potencia (MW)
Chivor I	ISA	756	500
Alto Anchicayá	CVC	433	345
Guatapé II	EPM	-	290
San Francisco	CHEC	180	135

Al terminar la década de los 70's, ISA propone interconectar la región norte y la región central con la construcción de una línea de 500 KW, entre la subestación de San Carlos y la subestación de Sabanalarga, además de iniciarse los primeros desarrollos del proyecto Mesitas, la ampliación de Chivor y la primera etapa del proyecto de San Carlos, junto con el ensanche de algunas centrales térmicas, registrando el sector hidráulico, en mayor escala, el aprovechamiento de avances tecnológicos.

El Plan de Integración Nacional, formulado en 1979, comprendía la terminación de 2.050 MW ya iniciados y la ejecución de nuevos proyectos con 3.610 MW adicionales.

Se repotencian las centrales de Barranquilla y Cartagena con tres grupos de 66 MW para operación a gas, que se habilitaron en las fechas programadas, así como la instalación de 130 MW en la central Turbogás de Chinú, como solución de emergencia para aliviar el déficit de la región central a través de la línea de interconexión.

Este déficit se definió como una crisis del sector eléctrico en 1982, cuando ocurrió un racionamiento en la región central.

Para entonces se programaron y realizaron los siguientes proyectos:

Plan de integración nacional

	Entidad ejecutora	MW instalados
1980		
Ampliación Termo-Barranquilla	CORELCA	132
Ampliación Termo-Cartagena	CORELCA	66
Subtotal		198
1981		
Termo-Zipacurá IV	ISA-EEB	66
Subtotal		66
1982		
Termo-Paipa III	ICEL	66

Continuación cuadro anterior

Chivor II	ISA	500
Turbogas Chinú	ISA	130
Turbogas Barranca y Palenque	ICEL	50
Ayurá	EPM	19
Subtotal		765
1983		
Termo-Guajira I	CORELCA	150
San Carlos I	ISA	620
Mesitas	EEB	500
Termo-Zipacquirá V	ISA	66
Subtotal		1.336
1984		
Termotasajero	ICEL	150
Jaguas	ISA	170
Salvajina	CVC	180
Calderas	ISA	15
San Carlos II	ISA	620
Termo-Guajira II	CORELCA	150
Guadalupe IV	EPM	210
Subtotal		1.495
1985		
Playas	EPM	200
Betania	ICEL	500
Guavio	EEB	1.000
Subtotal		1.700
Gran total		5.560

Al expedirse el Plan de Integración se definió el equipamiento eléctrico de los años siguientes. Este plan sectorial programaba un aumento de potencia del 154% en ocho años, que representaba un crecimiento del 13% anual, ante la expectativa de que la demanda se mantuviera a la tasa histórica del 10% como reflejo de un desarrollo intensivo. Como premisa de este desarrollo se consideraba un mayor cubrimiento del servicio residencial y una expansión industrial para un crecimiento del 7,5% anual en el PIB.

Entre los años 1987 y 1991 se permitió aplazar la terminación de los proyectos determinados, dado que la tasa de crecimiento del consumo no fue la estipulada por el Plan.

Quinta etapa

En la anterior década, la capacidad de endeudamiento local de las empresas fue desbordada, presentándose así una crisis financiera, copando los ingresos del sector energético; esto de la mano con la depresión de los embalses y ayudado por una inusual y rigurosa sequía además del precario, por no decir inexistente,

mantenimiento predictivo o preventivo del parque térmico, más la demora en la entrada en operación del proyecto Guavio. En marzo de 1992 se produjo la explosión de la crisis.

Situación actual del sector hidroeléctrico

Como reestructuración del sector eléctrico colombiano, se creó un nuevo marco regulatorio, dada la exposición de los siguientes motivos:

- Ausencia de un organismo regulador y controlador.
- Alto nivel de inversión y de endeudamiento.
- Elevados costos de provisión de entrega del servicio.
- Baja capacidad de ahorro en las empresas electrificadoras.
- Ineficiencia administrativa.
- Rezagos en la estructura tarifaria.
- Elevado índice de pérdidas.
- Falta de una estructura energética diversificada.

Una de las medidas de solución a la crisis fue el decreto 2119 de diciembre 29 de 1992, dentro de los decretos de modernización del Estado, a través del cual se daba inicio a un importante proceso de transformación institucional. Este decreto propone:

- Reestructuración del Ministerio de Minas y Energía.
- Crear la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Crear la Unidad de Planeamiento Minero-Energética (UPME).
- Crear la Unidad de Información Minero-Energética (UIME).
- Crear la Dirección General de Energía Eléctrica (DGE).
- Crear la Dirección General de Minas.
- Crear la Dirección General de Hidrocarburos.

Otra medida de gran importancia fue la expedición de la ley eléctrica 143 de julio 11 de 1994, que trata de establecer un régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional; junto con la ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios por la cual se establece el régimen de Servicios Públicos Domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Estas dos leyes son las que rigen actualmente (año 2002) el funcionamiento del sector eléctrico en el país.

La ley eléctrica tiene como principios:

- Promover la libre competencia.
- Impedir prácticas que constituyan práctica desleal.
- Regular monopolios naturales.
- Asegurar la protección de los derechos de los clientes y el cumplimiento de sus deberes.
- Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales.
- Satisfacer las necesidades básicas (servicios) de los clientes de estratos bajos.
- Planeación del sistema de transmisión nacional.

- Regulación por parte del Estado.
- Creación de un código de regulación de redes.
- Generación de electricidad.
- Interconexión.
- Operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional).
- Tarifas por acceso y uso de las redes.
- Régimen económico y tarifario para las ventas de electricidad.
- Conservación del medio ambiente.
- Contratos de concesión.
- Ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.

Una de las consecuencias fundamentales de la nueva legislación, fue el establecimiento preciso de las siguientes actividades independientes:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización

El Plan de Expansión para el área de generación para el período 1995 – 2000 fue el siguiente:

Plan de expansión de generación

Proyecto	Cap. (MW)	Tipo	Fechas entrada	Fecha actual	Observaciones
Porce II	392	Hidráulica	IV/99	IV/99	
Urrá I	340	Hidráulica	IV/99	IV/99	
Tebasa	97	Térmica Gas	I/96	I/96	
	97		I/96	I/96	
	97		II/96	II/96	
	130		III/96	II/97	
	97		II/97	III/97	
	97		III/97	IV/97	
	170		IV/97	III/98	
Termo-Flores II	100	Térmica Gas	I/98	I/96	
Termo-Valle	232	Térmica Gas	III/96	I/97	Con dificultades
Paipa IV	250	Térmica Carbón	III/97	II/98	Con dificultades
Termo-Cesar	300	Térmica Carbón	II/99	II/00	Proyecto incierto
Miel I	375	Hidráulica	I/00	IV/00	Proyecto incierto
Termo-Berrio	300		I/98	III/96	Proyecto posible
Proeléctrico	100			I/97	Proyecto posible
Termo-Emcali	220	Térmica Gas		I/98	Proyecto posible
Termo-Dorada	50			III/96	Proyecto posible
Termo-Café	135			S.I.	Proyecto posible

Continuación cuadro anterior

Térmica Isagen	200			I/98	Proyecto posible
Térmica EPM	135-300			I/98	Proyecto posible
Turbogas	400	Térmica Gas	I/98		
Térmica Pacífico		Térmica Carbón			
Amagá		Térmica Carbón			
Tamalameque	300	Térmica Carbón			
Térmica Tunal	200	Térmica Gas		II/01	
Térmica Yumbo	150	Térmica Gas		II/01	
Térmica La Dorada	250	Térmica Gas		II/01	
Guavio	78	Hidráulica		II/01	
Térmica Sabanalarga	450	Térmica Gas		II/02	
Térmica La Dorada	150	Térmica Gas		II/02	
Térmica Tunal	300	Térmica Gas		II/02	
Térmica Sabanalarga	300	Térmica Gas		II/03	
Térmica San Marcos	150	Térmica Gas		II/03	
Calima III	240	Hidráulica	II/95	II/03	
Adición San Carlos	310	Hidráulica		I/04	
Sogamoso	850	Hidráulica		II/04	
Térmica Comuneros	300	Térmica Gas		I/05	
Nechi	590	Hidráulica		II/05	
Térmica San Felipe	300	Térmica Gas		II/06	
Térmica Pereira	300	Térmica Gas		II/06	
Térmica Armenia	150	Térmica Gas		II/07	
Térmica La Reforma	600	Térmica Gas		II/07	

Organigrama institucional del sector eléctrico colombiano

El esquema institucional adoptado en concordancia con las leyes que actualmente rigen esta actividad, involucra las siguientes entidades y/o empresas (Figura 1):

CND. Centro Nacional de Despacho

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

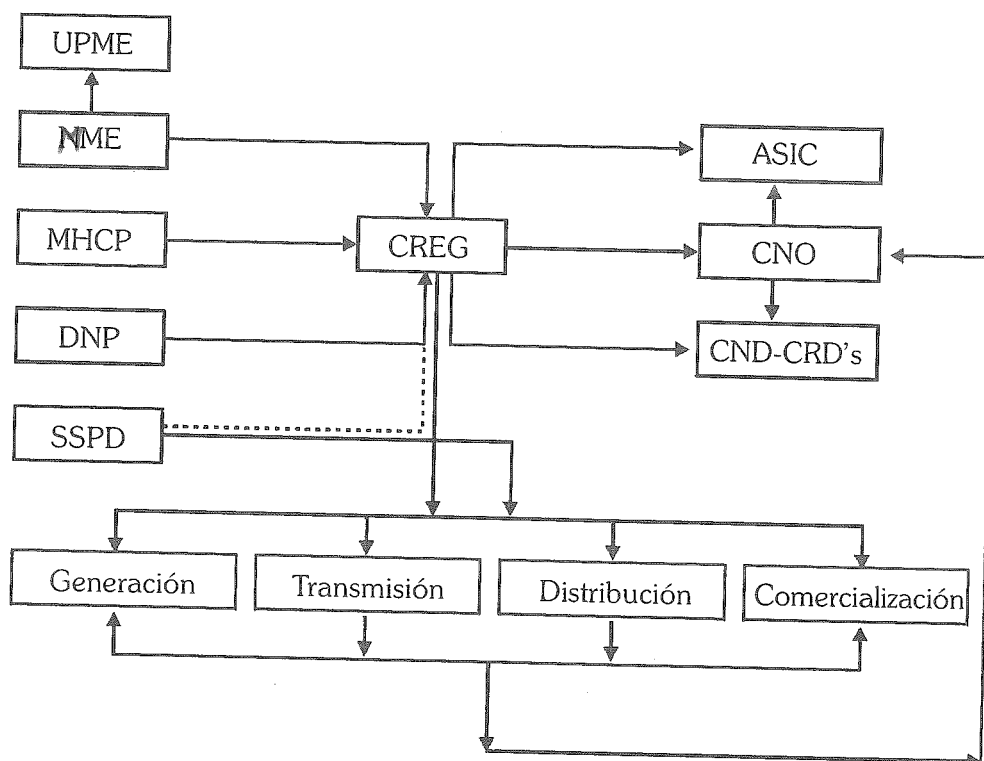
CNO. Consejo Nacional de Operación

Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de regulación de energía y gas.

El Consejo nacional de operación está conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional; por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional; por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión; por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional; por el director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación, siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La Comisión de regulación de energía y gas establece la periodicidad de sus reuniones.

Figura 1. Sector eléctrico colombiano
organigrama institucional



Comercialización

Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrollen esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

CRD's. Centros Regionales de Despacho

Son centros de supervisión y control de la operación de redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, al desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas

Organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, e integrada por: el Ministro de minas y energía, quien la preside; el Ministro de hacienda y crédito público, el director del Departamento nacional de planeación; cinco expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la república para períodos de cuatro años y el superintendente de servicios públicos domiciliarios, con voz pero sin voto.

Distribución

Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

DNP. Departamento Nacional de Planeación

Miembro de la CREG con voto.

Generación

Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al sistema interconectado nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

MHCP. Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Miembro de la CREG con voto.

MME. Ministerio de Minas y Energía

Tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes: establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas;

elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio; identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público; recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración en el sector; impulsar bajo la dirección del Presidente de la república y en coordinación con el Ministerio de relaciones exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente y desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

ASIC

Dependencia, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de intercambios comerciales (SIC).

SSPD. *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*

Organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de desarrollo económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las comisiones de servicios y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados. El superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción por el Presidente de la república.

Transmisión

Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

UPME. *Unidad de Planeación Minero-Energética*

Organizada como unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de minas y energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas de precios de los recursos energéticos para elaborar un Plan energético nacional y un Plan de expansión del sector eléctrico, en concordancia con el proyecto del Plan nacional de desarrollo.

Separación de actividades y mercados

1. Actividades

El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad en cuatro: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran por la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso, condiciones de competencia donde ésta fuera posible.

Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la ley fijó reglas diferenciales que se resumen a continuación:

- Las empresas de servicios públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las leyes, que se encontraran integradas verticalmente, podían continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso, contabilidades separadas por tipo de negocio.
- Las empresas de servicios públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes, podían desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: generación-comercialización o distribución-comercialización. Se consideraron excluyentes las siguientes actividades: generación-transmisión, generación-distribución, transmisión-distribución y transmisión-comercialización.
- Las empresas de servicios públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes y cuya actividad fuera la transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta. Adicionalmente, la regla se aplicó explícitamente a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ESP), constituida con anterioridad a la vigencia de las leyes, pero escindida por mandato legal, con posterioridad a esa fecha.

En adición a las reglas descritas, la CREG en desarrollo de sus funciones, reglamentó los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre negocios, tanto para las empresas nuevas como para las existentes. (Resolución CREG-128 de 1996). Los lineamientos generales se resumen a continuación:

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el sistema interconectado nacional.
- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cuociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios

finales del sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cuociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).
- Ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora. Para los efectos de este artículo, el concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicamente a la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones.
- El porcentaje de participación en el mercado que tenga directamente la persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de generación, comercialización o distribución de energía eléctrica, se sumará a la participación en el mercado de la respectiva actividad, que tengan las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial; así como las que tengan respecto de esa empresa las personas naturales o jurídicas controlantes, controladas, subordinadas o vinculadas, de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial y tributaria.

Las normas expedidas por la CREG sobre este tema (separación de actividades), se han orientado en todos los casos, al desarrollo de reglas que permitan alcanzar los objetivos y lineamientos previstos en la ley.

2. Mercados

Con relación al mercado, el marco regulatorio estableció la separación de los usuarios en dos categorías: usuarios regulados y no regulados. La diferencia básica entre ambos, se relaciona con el manejo de los precios o tarifas que son aplicables a las ventas de electricidad. Mientras en el primer caso, las tarifas son establecidas por la CREG mediante una fórmula tarifaria, en el segundo los precios de venta son libres y acordados entre las partes.

La ley fijó inicialmente como lindero entre los dos mercados, es decir, como límite para que un usuario pudiera optar por la categoría de no regulado, la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 MW-mes. Así mismo, la ley otorgó a la CREG la facultad de ir reduciendo gradualmente dicho límite, hasta donde se encontrara adecuado. El límite vigente en la actualidad es de 0.5 MW-mes medido en potencia o su equivalente en consumo de energía, calculado con un factor de carga del 75%.

Las normas vigentes más relevantes sobre usuarios no regulados, están contenidas en la resolución CREG-199 de 1997. En el caso de los usuarios regulados, las normas más relevantes se establecieron en las resoluciones CREG-031 y CREG-079 de 1997 (fórmulas tarifarias).

Mercado mayorista de electricidad

El marco regulatorio global que escogió el país, está orientado a organizar de una manera eficiente y económica las transacciones que se realizan entre agentes sectoriales, cumpliendo al mismo tiempo con los criterios de operación confiable y segura del sistema interconectado nacional. El enfoque adoptado, condujo al diseño del denominado mercado mayorista de electricidad, el cual entró en funcionamiento el 20 de julio de 1995 y que está definido como: *“el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al reglamento de operación y demás normas aplicables”*.

El funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, está soportado en la existencia de una bolsa de energía *“pool de generadores”*, donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado *“spot”* con resolución horaria y un operador central del sistema interconectado nacional, (Centro nacional de despacho CND).

1. Participación en el mercado mayorista de electricidad

Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al sistema interconectado nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a participar en el mercado mayorista de electricidad. (resolución CREG-054 de 1994).

Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en el mercado mayorista de electricidad. (Resolución CREG-086 de 1996).

Están excluidos del mercado mayorista de electricidad, los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al sistema interconectado nacional, con capacidad menor a 10 MW. (resolución CREG-086 de 1996).

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el mercado mayorista de electricidad (resolución CREG-053 de 1994).

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el mercado mayorista de electricidad, se efectúan bajo dos modalidades: a) mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía y/o b) por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

2. *Transacciones en el mercado mayorista de electricidad mediante contratos bilaterales:*

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la resolución CREG-020 de 1996, la cual establece reglas que garantizan la competencia en este tipo de transacción.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios no regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores, siempre y cuando en este último caso, no se infrinjan las disposiciones contenidas en la resolución CREG-020 de 1996.

Los contratos que se suscriben en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades genéricas: pague lo contratado, pague lo demandado y pague lo consumido. Los contratos suscritos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad.

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición en el mercado “spot”. No obstante, se han establecido reglas transitorias que obligan a los comercializadores, que atienden usuarios regulados, a cubrir un porcentaje mínimo de sus requerimientos de energía mediante contratos bilaterales con otros agentes: 80% para el período comprendido entre el 20 de julio de 1995 y el 30 de noviembre de 1996; 60% para los siguientes dos años y el 30% para el quinto año. A partir del sexto año el porcentaje es libre. Resolución CREG-016 de 1995.

No hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador pueda comprometer en contratos bilaterales, el respaldo de estos agentes para cubrir sus compromisos contractuales en la adquisición de energía en el mercado “spot” o mediante cubrimiento de riesgo con otros agentes del mercado mayorista.

3. *Transacciones en el mercado mayorista de electricidad en la bolsa*

Las transacciones realizadas directamente en bolsa, entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento en el “pool”:

- La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa es realizada por una dependencia denominada Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC), siendo relevantes sobre este tema, las disposiciones establecidas en la resolución CREG-024 de 1995.
- Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registran ante el administrador del SIC y deben contener reglas o procedimientos claros para determinar, hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato y el precio respectivo durante su vigencia.

- Los generadores que participan en el mercado mayorista de electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios que las empresas generadoras ofrecen horaria y diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía por planta y/o unidad de generación, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:
 - a. Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.
 - b. Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.
- Las reglas operativas para efectuar ofertas de precio y el cronograma de presentación de dichas ofertas, se describen en la resolución CREG-025 de 1995 (Código de operación).

4. Cargo por capacidad

Uno de los principios teóricos subyacentes en el sistema de precios, diseñado para el “pool” del sector eléctrico colombiano, es que éste debe en el largo plazo, dar la señal económica adecuada para la expansión de la capacidad instalada en el país. Así mismo, la evolución y el comportamiento de los precios deben reflejar el nivel de confiabilidad en el suministro que está dispuesta a pagar la demanda nacional.

Sin embargo, la altísima volatilidad de los precios en la bolsa, constituyen un riesgo muy importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado “spot”.

La volatilidad de los precios en la bolsa de energía en Colombia se explica, en gran parte, por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos (siete meses de invierno y cinco meses de verano).

Ante esta situación y en un país como Colombia, donde la opinión pública y política es muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, se encontró necesario implementar un mecanismo que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado “spot”.

Con este fin, se diseñó un cargo por capacidad (resolución CREG-116 de 1996), cuya concepción y finalidad se resume en los siguientes puntos:

- El CxC es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa. Como tal, refleja una proporción del valor presente del costo esperado de racionamiento.

- El CxC es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.
- El CxC se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital. Actualmente, se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a USD 5.25 por kW disponible-mes.
- El CxC garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.
- El recaudo del monto a pagar por concepto de CxC se efectúa en la Bolsa, aplicando a cada kWh generado un precio equivalente del CxC en unidades energéticas. El diseño del esquema de recaudo permite mantener un precio único en el mercado “spot” y se constituye en un piso para aquellos agentes que transan su energía exclusivamente en la Bolsa.
- El diseño del esquema de recaudo permite que las transacciones en la Bolsa se realicen, obviando consideraciones sobre la estrategia de contratación bilateral de cada agente.

5. *Intervención de precios de oferta de generadores hidráulicos con embalses*

La resolución CREG-100 de 1997, establece la metodología para el cálculo de niveles mínimos operativos para los embalses del sistema interconectado nacional. La reglamentación vigente define dos mínimos operativos (resolución CREG-025 de 1995 - Código de operación): el superior y el inferior.

El objetivo de establecer estos mínimos es conseguir suficiente almacenamiento de agua en el sistema, previo al inicio de la estación de verano, con el fin de alcanzar una disponibilidad de energía adecuada para cubrir los requerimientos del país durante esa estación.

Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo de su nivel mínimo operativo superior, se interviene su precio de oferta. El mecanismo de intervención descrito en la resolución CREG-215 de 1997, garantiza que el recurso intervenido es el más costoso del sistema y por lo tanto será el último en ser despachado. Dependiendo de la criticidad de la hidrología, el precio de un recurso hidráulico intervenido puede alcanzar el costo de racionamiento.

6. *Mercado mayorista en situación de racionamiento de energía*

Dada la composición actual del parque generador del país (capacidad instalada hidráulica vs. térmica), el sistema eléctrico es muy sensible a la presencia de fenómenos climáticos de extrema sequía. Como ha ocurrido en el pasado, fenómenos climatológicos como “El niño” pueden originar racionamientos de energía con cubrimiento nacional, de magnitud y duración incierta y dependiente de las características del fenómeno.

Debido a que las sequías producidas por “El niño” son recurrentes y el cambio en la composición del parque generador se dará gradualmente, la CREG expidió un estatuto de racionamiento (resolución CREG-217 de 1997), con base en las disposiciones establecidas en el Artículo No. 88 de la Ley 143 de 1994.

Los aspectos principales del Estatuto se resumen a continuación:

- El racionamiento puede ser declarado por cualquiera de los siguientes motivos: a) la señal de precios en la Bolsa supera el costo de racionamiento; b) de los análisis sobre la situación energética de mediano y largo plazo elaborados por el CND, se concluye que es necesario aplicar un programa de racionamiento preventivo; c) cuando se prevea que los efectos de un racionamiento de emergencia se prolongarán y sus efectos tendrán cobertura nacional.
- Para establecer la magnitud del racionamiento, además de los análisis energéticos, se tiene en cuenta el nivel de los precios en la Bolsa.
- Para distribuir el racionamiento se priorizan los circuitos que experimentarán suspensiones de acuerdo con los siguientes criterios:

Magnitud Racionamiento (MR)	Aplicación del racionamiento por tipo de circuito
$1.5\% < MR < 3.0\%$	Residenciales y oficiales
$3.0\% < MR < 5.0\%$	Residenciales, oficiales y comerciales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables).
$5.0\% < MR < 10.0\%$	Residenciales, oficiales, comerciales e industriales (exceptuando los usuarios no regulados eléctricamente aislables).
$MR < 10.0\%$	Residenciales, oficiales, comerciales, industriales y usuarios no regulados eléctricamente aislables.

- El precio de Bolsa de energía se establece con las mismas reglas vigentes para condiciones de operación “normal” del sistema, al igual la liquidación de las transacciones.

Los lineamientos establecidos en el Estatuto de racionamiento son en todo compatibles con el marco regulatorio vigente, en el sentido de que los contratos bilaterales de compra-venta de energía que se suscriben entre los agentes, son instrumentos de cubrimiento de riesgo financiero, pero en ningún caso garantizan la entrega física. En otras palabras, cuando un generador tiene compromisos contractuales, no por eso se garantiza el despacho en la Bolsa. Las reglas del despacho económico se mantienen y las plantas se escogen en orden de mérito

de los precios de oferta, ya sea para atender total o parcialmente la demanda nacional.

Pero el que no haya relación directa entre la energía contratada y la despachada no significa que al comprador se le incumpla. Siempre habrá cumplimiento, porque si el generador no es despachado, el SIC entregará la energía al comprador y cargará en la cuenta del generador contratante el precio correspondiente, liquidándolo al precio de Bolsa de la hora correspondiente. De todas maneras el generador contratante tendrá derecho a que su comprador le pague lo pactado en el contrato.

7. Restricciones de transmisión y servicios complementarios

El marco regulatorio que se adoptó para el mercado mayorista de electricidad, supone que las ofertas efectuadas por los generadores son “uninodales”, es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema ha permitido desarrollar un alto grado de competitividad en el negocio de generación.

El esquema “uninodal” implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real” del sistema (resoluciones CREG-024 y CREG-025 de 1995). Mientras en el “despacho ideal” se seleccionan por mérito de precios de oferta, las plantas y/o unidades de generación necesarias para cubrir la demanda nacional, en el “despacho real” aparece la generación forzada que requiere el sistema interconectado nacional, debido a la presencia de restricciones estáticas (límites de transporte, límites de transformación y necesidades de soporte de tensión) y de restricciones dinámicas (generaciones mínimas por estabilidad en áreas del sistema). Así mismo, es necesario forzar generaciones para cubrir los requerimientos de regulación secundaria de frecuencia.

Las diferencias existentes entre el “despacho ideal” y el “despacho real”, se ajustan mediante la liquidación de las transacciones de los agentes en el mercado “spot”, aplicando el siguiente esquema de reconciliación de cuentas (anexo A-5 resolución CREG-024 de 1995).

Si para un generador su producción real excede a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones, se incrementará y la de restricciones del sistema se decrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$\text{REC} = \text{precio de oferta} * (\text{generación real} - \text{generación ideal})$$

Si para un generador su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se decrementará y la de restricciones del sistema se incrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$\text{REC} = \text{precio de oferta} * (\text{generación ideal} - \text{generación real})$$

El esquema garantiza en el caso de la generación fuera de mérito o “generación forzada”, el pago de la energía despachada por el agente a precio

de oferta. Del mismo modo, el esquema le garantiza al generador en mérito cuya generación ideal > generación real, mantener el margen económico implícito en su transacción “ideal”.

La distribución entre los agentes del sistema interconectado nacional, del costo de la generación fuera de mérito, está reglamentada en la resolución CREG-099 de 1996.

Generación

Los agentes generadores conectados al sistema interconectado nacional se clasifican como: generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.

1. Generadores

Los agentes a los que se les denomina genéricamente “generadores”, son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

2. Plantas menores

Las plantas menores, son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la resolución CREG-086 de 1996.

3. Autogeneradores

Se define como autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del sistema interconectado nacional y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

La reglamentación aplicable a estos agentes, está contenida en la resolución CREG-084 de 1996.

4. Cogeneradores

Se define como cogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración y que puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración. Entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.

La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la resolución CREG-085 de 1996.

Transmisión

Se entiende como sistema de transmisión nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kW.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ESP) es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red. Los transportadores restantes, en orden de importancia y de acuerdo con el porcentaje de propiedad de activos que poseen, son: Empresa de Energía de Bogotá – EEB, Corelca, Empresas Públicas de Medellín – EPM, Empresas de Energía del Pacífico – EPSA, Electrificadora de Santander – ESSA, Distasa S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas – CHEC, Centrales Eléctricas de Norte de Santander – CENS, Central Hidroeléctrica de Betania – CHB y Electrificadora de Boyacá – EBSA.

Así mismo, algunos de estos transportadores son accionistas de ISA S.A. ESP, destacándose el caso de EEPPM, que posee el 13.5% de las acciones y el caso de EPSA que es propietario del 5%.

De las once empresas que desarrollan la actividad de transmisión nacional, tres de ellas son privadas o mayoritariamente privadas: EPSA, Distasa S.A. y CHB.

Puede afirmarse que el marco regulatorio vigente definido para esta actividad y contenido en las resoluciones CREG-001 y CREG-002 de 1994, es de carácter transitorio, transición que finalizó el 31 de diciembre de 1999 cuando entraron a regir, de manera integral, las normas expedidas en la resolución CREG-218 de 1997.

1. *Reglamentación vigente hasta el 31 de diciembre de 1999*

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio vigente se resumen a continuación:

- Libre acceso a las redes del STN. Los transmisores nacionales de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el código de redes (resolución CREG-025 de 1995).
- Los ingresos que perciben los transmisores nacionales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: cargos por conexión y cargos por uso de la red.
- Los cargos por conexión son establecidos contractualmente entre la gente que solicita punto de acceso a la red y el transmisor correspondiente. Las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos, están contenidas en el código de conexión (resolución CREG-025 de 1995), en el anexo No. 1 de la resolución CREG-002 de 1994 y en la resolución

CREG-030 de 1996. Cuando el agente que se desea conectar es propietario del sistema de conexión o sufragara sus costos, no paga cargos por este concepto.

- Los ingresos provenientes de la aplicación de cargos por uso del STN son regulados. La reglamentación vigente establece los ingresos máximos anuales mediante la fórmula contenida en el anexo No. 1 de la resolución CREG-001 de 1994.
- El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los cargos por uso del STN a los agentes del sistema interconectado nacional, se maneja en forma centralizada a través de un administrador y liquidador de cuentas, actualmente dependiente de Interconexión Eléctrica S.A. ESP. El administrador factura y liquida los cargos por uso, siguiendo las disposiciones establecidas en la resolución CREG-012 de 1995.
- Los generadores y comercializadores conectados al sistema interconectado nacional, pagan a los transmisores nacionales cargos por uso del sistema de transmisión nacional, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en el anexo No.1 de la resolución CREG-002 de 1994. La metodología adoptada se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima, capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Los cargos así determinados se ajustan al ingreso regulado establecido por este concepto y que cubre los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del STN.

Como resultado de la aplicación de esta metodología, los cargos por uso de la red pueden ser positivos (el usuario paga) o negativos (el usuario recibe), dependiendo de la zona o subzona del STN en la cual el usuario se encuentre conectado. Los cargos por uso vigente están consignados en la resolución CREG-008 de 1997.

2. Reglamentación vigente desde el 1 de enero del 2000

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio que entró en vigencia de manera integral desde el 1 de enero del 2000 y que modifican el marco regulatorio actual, se resumen a continuación:

- El Plan de expansión del STN será definido por la UPME, entidad que se apoya para tal fin, en un comité asesor de planeamiento integrado por representantes de los negocios de generación, de transmisión y de comercialización.

Para garantizar la ejecución del Plan de expansión a mínimo costo, el Ministerio de minas y energía o la entidad que éste delegue, elaborará los pliegos de condiciones para la ejecución de los proyectos del Plan de expansión, cuya construcción debe iniciarse el año siguiente al de la

definición del plan. Definidos los pliegos, se abrirá una convocatoria pública con el objeto de que los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, compitan por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los oferentes propondrán un ingreso anual esperado, en pesos constantes a la fecha de oferta, para cada uno de los primeros veinticinco años de entrada en operación del proyecto. El oferente con el menor valor presente del flujo de ingresos esperados, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

- El ingreso anual de los transmisores nacionales, corresponde a proyectos nuevos; será durante los primeros veinticinco años de entrada en operación de la obra, el mismo que haya ofrecido en la respectiva convocatoria. Para la remuneración de las obras que entren en su año veintiseis de entrada en operación, así como para los activos del STN existentes, el ingreso correspondiente será el resultante de aplicar la fórmula establecida en el numeral III, del literal a), del Artículo 4º de la resolución CREG-218 de 1997.

Los principales objetivos de las disposiciones recientemente expedidas, son:

1. Introducción de elementos que permitan la competencia entre los transmisores existentes y potenciales.
2. Solucionar la falta de claridad en el marco regulatorio vigente, en cuanto a la responsabilidad de los distintos transmisores en la ejecución del Plan de expansión del STN.
3. Ejecutar el Plan de expansión a precios definidos por el mercado.
4. Remunerar a cada transmisor nacional de acuerdo con los activos que efectivamente posea dentro del STN y no con base en la participación que cada agente transmisor registre dentro de la “red mínima”, como se realiza en la actualidad. (La red mínima se define de acuerdo con la cargabilidad estimada de los activos del STN).

Distribución

Se entiende como distribución, los sistemas de transmisión regionales (STR) y los sistemas de distribución local (SDL). Estos sistemas se definen como:

1. Sistema de transmisión regional (STR)

Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica, compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kW y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

2. Sistema de distribución local (SDL)

Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones,

con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas a un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. No obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

El marco regulatorio vigente, aplicable a las empresas distribuidoras, está contenido principalmente en la resoluciones CREG-003 de 1994 y CREG-099 de 1997. Los aspectos más relevantes de dicho marco se resumen a continuación:

- Libre acceso a los sistemas de transmisión regional (STR) y a los sistemas de distribución local (SDL). Los transmisores regionales y/o distribuidores locales de energía eléctrica, deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el código de distribución que finalmente adopte la CREG.
- Los transmisores regionales y/o distribuidores locales, deben permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas en nuevos puntos de conexión, tengan acceso a las redes existentes de transmisión regional o distribución local, sin restricciones.
- Los ingresos que perciben los transmisores regionales y/o distribuidores locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: cargos por conexión y cargos por uso de la red.
- A solicitud de un generador, un usuario no regulado, otro transmisor regional o distribuidor local, los transmisores regionales y distribuidores locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión a sus respectivos sistemas o un contrato para modificar una conexión existente. Las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos, están contenidas en el Artículo 18 de la resolución CREG-003 de 1994 y en la resolución CREG-030 de 1996 (aplicable a generadores). Cuando el agente que se desea conectar es propietario del sistema de conexión o sufragara sus costos, no paga cargos por este concepto.
- La metodología establecida para calcular los cargos por uso de los STR's o SDL's, está contenida en la resolución CREG-099 de 1997. A continuación se resumen los aspectos relevantes de estos cargos:
 - a) Los cargos remuneran, a costo de reposición, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del sistema de transmisión nacional (STN) hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los puntos de conexión del sistema del transportador al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema.
 - b) Los cargos por empresa y por nivel de tensión. Los cuatro niveles de tensión en que se ha dividido la infraestructura asociada con la actividad

de distribución son: Nivel IV ($62 \text{ kV} < 220 \text{ kV}$), Nivel III ($30 \text{ kV} < 62 \text{ kV}$), Nivel II ($1 \text{ kV} < 30 \text{ kV}$) y Nivel I ($< 1 \text{ kV}$).

c) Los cargos por uso de los STR's y/o SDL's se establecen de tal forma, que los usuarios finales de las redes pagan un cargo único por su uso al comercializador que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes. En el caso de STR's y/o SDL's en los cuales existan activos de dos o más propietarios, corresponde a éstos acordar la remuneración de cada propietario individual de los activos, con base en los cargos que la CREG aprueba para el respectivo STR y/o SDL.

d) Los cargos por uso de los STR's y/o SDL's se liquidarán a los usuarios de los mismos así:

- Usuarios no regulados: a través del correspondiente comercializador, mediante los cargos monomios horarios (\$/kWh) aprobados para el respectivo nivel de tensión, los cuales serán aplicados al consumo horario registrado en el medidor ubicado en la frontera comercial.

- Usuarios regulados: a través del correspondiente comercializador, mediante el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo nivel de tensión, aplicable a la energía facturada correspondiente al período de facturación. A partir del cuarto año de vigencia de los cargos, éstos se liquidarán sobre la energía medida en el respectivo nivel de tensión.

- Otros transportadores: mediante el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo nivel de tensión, aplicable a la energía mensual medida en la frontera entre los dos sistemas.

Comercialización zonas no interconectadas

La ley 143 de 1994 (ley eléctrica), define en su artículo 11 como zona no interconectada, aquellas áreas geográficas en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del sistema interconectado nacional.

Se entiende como sistema interconectado nacional, el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios (Artículo 11 de la ley 143 de 1994).

La reglamentación aplicable al servicio de energía en las zonas no interconectadas, en materia de costos y tarifas, está contenida en las siguientes resoluciones:

Zonas no interconectadas - Territorio continental

Zonas no interconectadas ubicadas en los siguientes departamentos: Amazonas, Antioquia, Arauca, Caquetá, Casanare, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Meta, Nariño, Putumayo, Vaupés y Vichada.

Costos: resolución CREG-082 de 1997

Tarifas: resolución CREG-077 de 1997

Zonas no interconectadas - Territorio insular

Islas de San Andrés y Providencia

Costos: resolución CREG-037 de 1996

Tarifas: resolución CREG-080 de 1997

Sistema interconectado nacional (SIN)*Transmisión de energía*

Es considerado el elemento dinamizador del mercado de energía porque permite la competencia en las actividades de generación y comercialización; crea las condiciones para desarrollar la actividad de distribución y propende por la eficiencia y la calidad del servicio de energía eléctrica para beneficiar, fundamentalmente, al consumidor final.

Los activos de la empresa que hacen parte del sistema de transmisión nacional, están representados en la red de transmisión de alto voltaje más grande del país, conformada por 1.449 km de líneas a 500 kV y 6.456 km de circuitos a 230 kV, los cuales unen seis subestaciones de 500 kV y treinta y cuatro de 230 kV. A otros niveles de tensión ISA posee 107,9 km de circuito a 115 kV, nueve subestaciones en el rango 110 – 115 kV, cuatro subestaciones a 34,5 kV y dos a 13,8 kV, lo cual contribuye al afianzamiento de la confiabilidad y la calidad del servicio con equipos de compensación de potencia reactiva, cuya capacidad total es de 2.789 Mvar. Todo lo anterior equivale al 70% del STN.

La interconexión a 230 kV con Venezuela, cuyo punto de partida es la subestación Cuestecitas (Departamento de la Guajira - Colombia), finalizando en la subestación Cuatricentenario (Estado de Zulia - Venezuela) y la interconexión de menor capacidad a 138 kV con Ecuador, con origen en la localidad de Ipiates (Departamento de Nariño - Colombia) hasta Tulcán (Provincia de Carchi - Ecuador), son activos que aproximan a ISA a mercados internacionales de energía eléctrica.

CTE - Norte

Con sede administrativa en la población de Sabanalarga (Atlántico), punto de llegada del sistema de transmisión a 500 mil voltios que une los sistemas eléctricos del centro del país con los de la región norte y que atraviesa los departamentos de Antioquia, Córdoba, Sucre, Bolívar y Atlántico.

Desde esta sede se atienden tres subestaciones del sistema de transmisión a 500 mil voltios y 734 kilómetros de líneas de transmisión en 500 kV. Dichas subestaciones, están localizadas en Cerromatoso, Chinú y en la propia Sabanalarga.

En estas subestaciones se cuenta con una capacidad de transformación asociada de 2.310 MVA, representada en cuatro bancos de transformación de 150 MVA, de una relación 500/115 kV ubicados en Cerromatoso y Chinú, un banco de transformación de 360 MVA, de una relación de 500/230 kV ubicado

en Cerromatoso y tres bancos de transformación en Sabanalarga con una relación 500/230 kV de 450 MVA cada uno y 370 MVA de reserva adicionales repartidos en las mismas subestaciones.

Adicionalmente, se atiende una subestación de 230 mil voltios que facilita la interconexión internacional Cuestecitas - Cuatricentenario. También le corresponde a este CTE, la atención de la línea a 230 kV que une la subestación Cerromatoso con la región de Urabá, atendiendo en total 260 kilómetros de línea a 230 kV.

CET - Oriente

Con sede administrativa en la ciudad de Bucaramanga. Atiende once subestaciones y 1.397 kilómetros de circuito de la red de 230 mil voltios. Dichas instalaciones comprenden los circuitos que permiten la interconexión de la región oriental del país - los santanderes, Boyacá y Arauca con la red central del país.

Se destacan subestaciones en sitios como Ocaña, Cúcuta, Barrancabermeja, Caño Limón y el Magdalena Medio donde se encuentra la subestación Primavera.

Desde las líneas de esta área de influencia se alimentan cargas en sitios tan remotos como Toledo (Norte de Santander), Samoré y Banadia (Arauca) y la subestación que permite alimentar los pozos petrolíferos de Caño Limón, también en el departamento de Arauca. En total se atiende una capacidad de transformación de 540 MVA.

Conexión al sistema de transmisión nacional

Mediante este servicio se conectan a la red del sistema interconectado nacional los clientes generadores, distribuidores, transmisores regionales y grandes consumidores; se realizan estudios técnicos, financieros y ambientales para determinar la viabilidad de conexión al STN; se efectúa el suministro, la construcción, la operación y el mantenimiento de los bienes requeridos para la conexión al sistema y se hace la reposición de un activo en caso de pérdida total o fin de vida útil.

Para la prestación de este servicio, ISA cuenta con una capacidad de transformación de 3.272 MVA; ochenta y cuatro puntos de conexión al sistema de transmisión nacional que atienden diecinueve clientes; y tres puntos de conexión asociados a interconexiones internacionales con Ecuador y Venezuela, a 138 kV y 230 kV respectivamente.

Con su infraestructura, la compañía ha alcanzado el 44% del mercado en el negocio de conexión.

Operación del sistema interconectado nacional

Este servicio es prestado en dos fases:

- Despacho económico de generación de energía. Su finalidad es programar diariamente la utilización de los recursos de generación del sistema interconectado nacional para atender la demanda a menor precio, con calidad, seguridad y continuidad. Comprende la entrega de

información sobre ofertas diarias, el programa actualizado de generación y los costos marginales de la operación.

- Coordinación, supervisión y control de la operación. Su objetivo es garantizar la utilización óptima de los recursos para la prestación del servicio eléctrico. Comprende el monitoreo permanente de las centrales hidroeléctricas, de las unidades térmicas y de la red de interconexión a 230 y 500 kV, con el fin de coordinar las acciones necesarias que permitan mantener los niveles de tensión y de frecuencia dentro de los rangos de calidad establecidos en el código de operación.

Mercado de energía mayorista

- Sistema de intercambios comerciales (SIC). Se encarga del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones de energía en la Bolsa por generadores y comercializadores, del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema de intercambios comerciales.
- Liquidación y administración de cuentas del sistema de transmisión nacional (LAC). Mediante este servicio, el mercado de energía mayorista realiza la liquidación, facturación y administración de cuentas del sistema de transmisión nacional para los agentes transportadores.
La liquidación y administración de cuentas consiste en realizar el procesamiento de la información para calcular el ingreso regulado y determinar los cargos por uso del STN, adelantar la gestión de cartera y efectuar la transferencia de los dineros recaudados.
- Servicios de información. De acuerdo con su estrategia de promotora de mercado de energía, ISA ofrece a sus clientes un conjunto de servicios especializados de información con valor agregado para facilitar su participación en el mercado, los cuales están dirigidos al apoyo en la toma de decisiones y al mejoramiento y desarrollo de los procesos y operaciones de las empresas interesadas en el sector energético colombiano.

Empresas de energía – Generación

Biobase S.A., Bogotá. CHB, Neiva. CHEC, Manizales. Urrá S.A. ESP, Montería (Córdoba). Chidral S.A. ESP, Cali. Cedenar, Pasto. Cedelca, Popayán. Chivor S.A. ESP, Bogotá. Genercauca S.A. ESP, Cali (Valle), Bogotá. CES, Bogotá. Corelca, Barranquilla, Iscuande (Chocó). ESSA, Bucaramanga. EMSA, Villavicencio. Electrolima, Ibagué. Electro Nuqui S.A. ESP, Nuqui. Emgesa S.A. ESP, Bogotá, Municipio de Mosquera, Nariño. Empresa de energía de Bogotá, Bogotá. EBSA, Tunja. Enersala S.A. ESP,

Tumaco (Nariño). EPSA ESP, Cali, La Tola (Nariño). Enercalamar, Calamar (Guaviare). Electrobaudó, Pizarro, Municipio de Baudó (Chocó). Elecmuri, Riosucio (Chocó). Empresa de generación de Cali, Cali (Valle), Unguia (Chocó), Santa Rosalia. Emtimbiqui S.A., Timbiqui (Cauca), Bogotá, Cali. EEPPM, Medellín, El Poblado – Medellín, Bogotá. Isagen, Medellín. Proelétrica, Cartagena (Bolívar). Sopesa S.A. ESP, San Andrés Isla, Barranquilla (Atlántico), Cartagena (Bolívar). Termocartagena S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). Termocauca S.A. ESP, Cali (Valle), Medellín, Bogotá, Cali, Barranquilla. Termotasajero, San José de Cúcuta. Termovalle S.C.A. ESP, Palmira (Valle).

Empresas de energía – Transmisión

CHB, Neiva. CHEC, Manizales, Cúcuta. Distasa S.A. ESP, San José de Cúcuta, Iscuande (Chocó). Electrocosta S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). ESSA, Bucaramanga. Electro Nuqui S.A. ESP, Nuqui, Municipio de Mosquera, Nariño. Empresa de Energía de Bogotá, Bogotá. EBSA, Tunja. Emersala S.A. ESP, Tumaco, Nariño. EPSA ESP, Cali, La Tola (Nariño). Enercalamar, Calamar (Guaviare). Electrobaudó, Pizarro – Municipio Bajo Baudó (Chocó). Elecmuri, Riosucio (Chocó), Unguia (Chocó). Emtimbiqui S.A., Timbiqui (Cauca). EEPPM, Medellín. ISA S.A. ESP, Medellín. Transelca S.A. E.S.P., Barranquilla (Colombia).

Empresas de energía – Distribución

APL, San Andrés. CHEC, Manizales. Chidral S.A. ESP, Cali. Cedenar, Pasto. Cedelca, Popayán, Cúcuta. Chivor S.A. ESP, Bogotá. Codensa S.A. ESP, Bogotá. Comersa S.A. ESP, Santa Marta. CES S.A., Cereté. CETSA, Tulúa, Bogotá. Distasa S.A. ESP, San José de Cúcuta. DICEL S.A. ESP, Santiago de Cali, Iscuande (Chocó). Electribol, Cartagena. ElectroCórdoba, Montería. Electrocosta S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). Electroguajira, Riohacha. ESSA, Bucaramanga, Sincelejo. Electranta, Barranquilla. Electrocaquetá, Florencia. Electricaribe S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). Electrocesar, Valledupar. Electrochocó, Quibdó. Electrohuila, Neiva. Electromagdalena, Santa Marta. EMSA, Villavicencio. Electrolima, Ibagué. Electro Nuqui S.A. ESP, Nuqui. EADE S.A. ESP, Medellín, Municipio de Mosquera, Nariño. Enelar ESP, Arauca. Empresa de Energía de Bogotá, Bogotá. EBSA, Tunja. Emcali Eice ESP, Cali. E.E.C. S.A. ESP, Bogotá. Enersala S.A. E.S.P., Tumaco, Nariño. Amazonas, Leticia. Bajo Putumayo, Puerto Asis, Putumayo. EPSA ESP, Cali, Mocoa (Putumayo). EDEQ S.A. ESP, Armenia, Sibundoy (Putumayo), La Tola (Nariño). Enercalamar, Calamar (Guaviare). Electrobaudó, Pizarro – Municipio Bajo Baudó (Chocó). Elecmuri, Riosucio (Chocó). Enersat, Nariño. Siglo XXI, La Privamera (Vichada). EPP, Pereira (Risaralda). Energuamez S.A. ESP, Putumayo,

Unguia (Chocó), Santa Rosalía. Empuleg E.S.P., Puerto Leguízamo (Putumayo), Bucaramanga. Emselca, Acandí (Chocó). Emtimbiquí S.A., Timbiquí (Cauca), Cali. Emcartago, Cartago, Popayán. EEPPC, Cauca. EEPPM, Medellín. E.P.S.P. ESP, San Pedro de los Milagros (Antioquia). EEPPY, Yarumal. Energ&a Com S.A. ESP, Bogotá., Energen S.A. E.S.P., Medellín. Enercomsa E.S.P., Cúcuta, Magangue. Energizar S.A. E.S.P., Santiago de Cali, Bogotá. ICESA, Bogotá. ISESSA, San Andrés Islas, Entreríos. MSP, San Pedro. Proeléctrica, Cartagena (Bolívar). Ruitoque ESP, Floridablanca (Santander). Somarví S.A. ESP, Bogotá. Transcanadá Energía, Bogotá.

Empresas de energía – Comercialización

APL, San Andrés. CHB, Neiva. CHEC, Manizales. Chidral S.A. ESP, Cali. Cedenar, Pasto. Cedelca, Popayán, Cúcuta. Chivor S.A. ESP, Bogotá. Codensa S.A. ESP, Bogotá. Conenergía S.A. ESP, Bogotá. Celcho S.A. ESP, Quibdó (Chocó). Comersa S.A. ESP, Santa Marta. Comercializar S.A. ESP, Santiago de Cali. CETSA, Tulúa. Genercauca S.A. ESP, Cali (Valle), Bogotá. Coenergético, Bucaramanga. Corelca, Barranquilla. Diceler S.A. ESP, Cali (Valle). Distasa S.A. ESP, San José de Cúcuta. Dicel S.A. ESP, Santiago de Cali. Delca, Candelaria, Dagua, Florida, Pradera, Iscuande (Chocó). Electribol, Cartagena. ElectroCórdoba, Montería. Electrocosta S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). Electroguajira, Riohacha. ESSA, Bucaramanga, Sincelejo. Electranta, Barranquilla. Electrocaquetá, Florencia. Electricaribe S.A. ESP, Cartagena (Bolívar). Electrocesar, Valledupar. Electrochocó, Quibdó. Electrohuila, Neiva. Electromagdalena, Santa Marta. EMSA, Villavicencio. Electrolima, Ibagué. Electro Nuquí S.A. ESP, Nuquí. Emgesa S.A. ESP, Bogotá. EADE S.A. ESP, Medellín, Municipio de Mosquera, Nariño. Enelar ESP, Arauca. Empresa de Energía de Bogotá, Bogotá. EBSA, Tunja. Emcali Eice ESP, Cali. E.E.C. S.A. ESP, Bogotá. Enersala S.A. ESP, Tumaco, Nariño. Amazonas, Leticia. Bajo Putumayo, Puerto Asís (Putumayo). EPSA ESP, Cali, Mocoa (Putumayo). EDEQ S.A. ESP, Armenia. Emevasi S.A. ESP, Sibundoy (Putumayo), La Tola (Nariño). Enercalamar, Calamar (Guaviare). Electrobaudó, Pizarro – Municipio Bajo Baudó (Chocó). Elecsmuri, Riosucio (Chocó). Enersat (Nariño). Siglo XXI, La Primavera (Vichada). EPP, Pereira (Risaralda). Energuamez S.A. ESP, Putumayo, Unguía (Chocó), Santa Rosalía. Empuleg ESP, Puerto Leguízamo (Putumayo), Bucaramanga. Emselca, Acandí (Chocó). Emtimbiquí S.A., Timbiquí (Cauca), Bogotá, Cali. Emcartago, Cartago, Popayán. EEPPC, Cauca. EEPPM, Medellín. EEPPY, Yarumal, Cali. Energ&a Com S.A. ESP, Bogotá. Energen S.A. ESP, Medellín. Enercomsa ESP, Cúcuta. Econsa, Barraquilla, Magangue. Enerfinsa S.A. ESP, Bogotá. Energizar S.A. ESP, Santiago de Cali, Medellín. Enerser S.A. ESP, Bogotá. Generadora Unión S.A. ESP, Medellín, Bogotá. Incauca Energía

S.A., Cali. IPSE, Bogotá. ICESA, Bogotá. Isagen, Medellín. ISESSA, San Andrés Islas, Medellín, Campamento (Antioquia), Entreríos. MSP, San Pedro. Proeléctrica, Cartagena (Bolívar). Proenca S.A. ESP, Santiago de Cali. Ruitoque ESP, Floridablanca (Santander). Somercar Ltda., Cartagena. Somarvi S.A. ESP, Bogotá. Termocauca S.A. ESP, Cali (Valle), Medellín, Bogotá. Termotasajero, San José de Cúcuta. Termovalle S.C.A. ESP, Palmira (Valle). Transcanadá Energía, Bogotá.

Potencia instalada y centrales existentes en el país

Actualmente, la potencia instalada en el territorio nacional es de 13.168 MW, de los cuales 8.863 MW (67,3%) corresponden a las centrales hidroeléctricas y 4.305 MW (32,7%) a las centrales termoeléctricas. Esas centrales son las siguientes:

Características de las centrales Sistema interconectado nacional

Agente propietario	Capac. Efec. (MW)		Tipo (1)	Capac. efec. Neta por unidad. (N. unidad. x capacidad)	F conv./ Heat rate (2)	Año (3)
	Bruta	Neta				
CEDELCA						
Florida	26	26	F	2 x 13,0	0,94	1975
Menores Cauca	8	7				
TOTAL CEDELCA	34	33				
CEDENAR						
Menores Nariño	9	8	P	3 x 7,0	1,69	1997
Río Mayo	21	21	F			1969
TOTAL CEDENAR	30	29				
CHB						
Betania	540	540	F	3 x 180	0,59	1987
TOTAL CHB	540	540				
CHEC						
Esmeralda	30	30	F	2 x 15,0	1,3	1963
Insula	27	25	F	3 x 5,3	0,86	1979
Menores Caldas – Quindío – Risaralda	33	31	P		-	1969
San Francisco	135	135	F	3 x 45,0	1,35	1968
Termodorada I	52	50	G	1 x 50,0	9,33	1997
TOTAL CHEC	277	271				
CHIDRAL S.A.						
Bajo Anchicayá	74	74	F	2 x 13,0 + 2 x 24,0 1 x 29,0	0,58	1957
Yumbo III (4)	31	29	CV		0,5	1962
TOTAL CHIDRAL S.A.	105	103				

Continuación cuadro anterior

CHIVOR S.A.						
Chivor	750	750	P	6 x 125,0	6,37	1982
TOTAL CHIVOR S.A.	750	750				
CORELCA						
Guajira I	160	151	G-C	1 x 151,0	9,8	1987
Guajira II	160	151	G-C	1 x 151,0	9,8	1987
TOTAL CORELCA	320	302				
EBSA						
Paipa I	30	28	CV	1 x 28,0	0,58	1963
Paipa II	74	68	CV	1 x 68,0	0,47	1975
Paipa III	74	68	CV	1 x 68	0,44	1982
Paipa IV (5)	168	152	G-C	1 x 152,0	0,38	1999
TOTAL EBSA	346	316				
EEPPM						
Guadalupe III	270	270	P	6 x 45,0	4,52	1966
Guadalupe IV	200	200	F	3 x 66,6	3,37	1985
Guatapé	560	560	P	8 x 70,0	6,92	1980
La Tasajera	310	310	P	3 x 103,5	7,72	1994
Menores Antioquia (6)	55	55	P			1997
Playas	201	201	F	3 x 07,0	1,59	1988
Río Grande I	75	75	F	3 x 25,0	2,42	1956
Termosierra I	150	150	G	1 x 150,0	9,9	1998
Termosierra II y III	333	333	G	1 x 150,1	9,76	1998
Troneras	42	42	F	2 x 21,0	0,68	1965
Porce II	390	392	F			2001
TOTAL EEPPM	2.586	2.588				
ELECTROHUILA					-	1997
Menores Huila	6	4	P			
TOTAL ELECTROHUILA	6	4				
ELECTROLIMA						
Menores Tolima	4	4	P		-	1997
Prado	44	44	F	2 x 15,0 + 1 x 14,0	0,41	1973
Prado IV	5	5	F	1 x 5,0	0,41	1973
TOTAL ELECTROLIMA	53	53				
EMCALI						
Termoemcali I (7)	234	234	CC	1 x 233,8	6,79	1999
TOTAL EMCALI	234	234				
EMGESA						
Canoas	45	45	F	1 x 45,0	1,25	1972
Colegio	300	300	P	6 x 50,0	7,5	1967
Guavio	1.150	1150	P	5 x 230,0	9,94	1982
La Guaca	315	311	P	3 x 103,5	9,26	1985
Laguneta	72	72	F	4 x 18,0	1,8	1957
Paraíso	270	270	P	3 x 90,0	7,89	1987
Salto	127	127	P	4 x 40,2 + 2 x 35,0	3,13	1963
Zipaemg II	38	34	CV	1 x 34,0	0,48	1976
Zipaemg III	66	62	CV	1 x 62,0	0,47	1976

Continuación cuadro anterior

Zipaemg IV	66	62	CV	1 x 62,0	0,47	1981
Zipaemg V	66	62	CV	1 x 62,0	0,45	1985
TOTAL EMGESA	2.515	2.495				
EPSA						
Alto Anchicayá	385	385	P	1x115,0+ 2x125,0	3,58	1973
Calima	120	120	F	4 x 30,0	1,78	1907
Menores Valle del Cauca	3	2	F		-	1997
Salvajina	285	285	F	3 x 95,0	0,92	1985
Termovalle I	214	210	CC	1 x 210,0	6,46	1998
TOTAL EPSA	1007	1002				
ESSA						
Barranca I	13	12	G F O	1 x 12,0	13,15	1982
Barranca II	13	12	G F O	1 x 12,0	13,15	1982
Barranca III	66	63	G F O	1 x 63,0	12,18	1972
Barranca IV	32	30	G F O	1 x 30,0	12,75	1978
Barranca V	21	20	G	1 x 20,0	12,63	1983
Menores Nordeste	18	18	F		-	1997
Palenque III	15	14	G	1 x 14,0	14,5	1972
TOTAL ESSA	178	169				
FLORES						
Flores I	152	150	G	1 x 150,0	7,18	1993
Flores II	100	99	G	1 x 99,0	10,49	1996
Flores III	152	150	G	1 x 150,0	9,81	1998
TOTAL FLORES	404	399				
ISAGEN						
Jaguas	170	170	F	2 x 85,0	2,23	1988
Oxy I	48	39	CC	1 x 39,0	-	
Termocentro	239	285	CC	1 x 39,0	6,0	2000
San Carlos	1.240	1.210	P	8 x 155,0	5,02	1987
TOTAL ISAGEN	1.697	1704				
MERILÉCTRICA						
Merilétrica I	157	154	G	1 x 154,0	9,89	1998
TOTAL MERILÉCTRICA	157	154				
PROELÉCTRICA						
Proeléctrica I	46	45	G	1 x 45,0	8,05	1993
Proeléctrica II	46	45	G	1 x 45,0	8,05	1993
TOTAL PROELÉCTRICA	92	90				
TEBSA						
Barranquilla III	66	62	G F O	1 x 62,0	11,78	1980
Barranquilla IV	69	65	G F O	1 x 65,0	10,49	1980
Teb sab	768	750	C C	3x97,0+1x154,0 +2x95,0+1x115,0	6,99	1998
TOTAL TEBSA	903	877				
TERMOCARTAGENA						
Cartagena I	66	62	G F O	1 x 62,0	10,72	1980
Cartagena II	54	50	G F O	1 x 50,0	13,36	1980
Cartagena III	71	67	G F O	1 x 67,0	11,45	1980
T. TERMOCARTAGENA	191	179				

Continuación cuadro anterior

Termovalle	210	210	CV	2 X 105	0,41	1998
TOTAL TERMOVALLE	210	210				
TASAJERO						
Tasajero I	183	153	CV	1 x 153.0	0.41	1985
Urrá	350	340	F			1999
TOTAL TASAJERO	533	493				
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO	13.168	12.995				

	Privado		Público		TOTAL	
Energético	MW	%	MW	%	MW	%
Carbón	406	3,1	314	2,4	720	5,5
Gas	2.275	17,3	1.309	9,9	3.584	27,2
Hidro	4.425	33,6	4.439	33,7	8.863	67,3
TOTAL	7.106	54	6.062	46	13.168	100

Notas:

Durante 1999 fueron retiradas de servicio las unidades Tibú I a III a partir del 2 de enero, I al IV el 22 de marzo, Ballenas II y Chinú IV a VIII el 23 de marzo, Gualanday el 11 de junio, Cospique I a V el 31 de julio, Chivor VII y VIII el 7 de agosto, Ocos el 1 de septiembre y Termocentro I y II el 7 de noviembre.

(1) Tipo de central

F. Hidráulica con Francis

P. Hidráulica con Pelton

CV. Térmica carbón vapor

G. Térmica gas

CC. Ciclo combinado

(2) Para plantas hidráulicas factor de conversión en MW/m³/s.

Para unidades térmicas es el Herat rote

Para unidades térmicas ACPM en GAL/MWh.

Para unidades térmicas CV en Ton/MWh.

Para unidades térmicas G en MBTU/MWh.

Para unidades térmicas FO en GAL/MWh.

(3) Año de puesta de servicio

(4) Fue reincorporada a partir del 1 de diciembre

(5) Entró en operación comercial a partir del 8 de enero

(6) Incluye la planta Palanto, la cual entró en operación a partir de noviembre con 4.9 MW.

(7) Entró en operación comercial a partir del 16 de julio de 1999.

Electrificación rural

Dentro del Plan de expansión de referencia de generación y transmisión hecho para el periodo de 1995 – 2007 se relaciona el subsistema eléctrico con el resto del sistema energético y con el sistema socio - económico en general, en los cuales los objetivos que se promulgaban eran: el de orientar al Estado en la definición de los criterios y reglas de juego para asegurar el aprovechamiento económico de las fuentes de energía, dentro de un manejo eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país; brindar señales claras e identificar los requisitos para asegurar el suministro confiable y eficiente en la debida atención de la demanda y continuar brindando señales técnicas y económicas a los agentes públicos, privados o mixtos para el desarrollo de proyectos de generación.

En las zonas rurales alejadas es evidente la inoperabilidad de las plantas Diesel, debido a los altos costos del combustible, lo cual indica que se deben desarrollar otras alternativas, incluyendo las pequeñas centrales hidroeléctricas PCH.

Conclusión

El panorama del sector eléctrico colombiano, mostrado en las páginas anteriores, permite efectuar un diagnóstico general cuyos aspectos fundamentales son los siguientes:

- Después de la crisis energética del año 1992, el país reaccionó dentro del marco general del neo-liberalismo y de la apertura económica, por lo cual, resultó privatizando a todo el sector en sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Durante este proceso se vendieron empresas y centrales hidroeléctricas, que tradicionalmente se consideraban como parte importante del patrimonio nacional. Estas transacciones, en la mayoría de los casos, desventajosas para el país, se efectuaron no como parte de una política bien vertebrada, sino como respuesta coyuntural a la necesidades momentáneas del erario público, debidas a la gran crisis económica en la cual aún se encuentra sumida la nación.
- La privatización debe entenderse, en el mejor sentido, como una dinamización muy poderosa que recibió el gremio eléctrico en virtud del espíritu emprendedor, eficiente y pragmático de los inversionistas privados, a diferencia de la supuesta incompetencia del Estado, el cual, se reservó las labores de legislador y controlador o regulador. No obstante lo anterior, hasta el momento esta situación ha producido (aparte de algunos beneficios notables como el funcionamiento relativamente normal del suministro actual) tres resultados negativos que requieren ser resueltos a la mayor brevedad posible:
 - a) No existe en los actuales momentos una política clara que permita formular un plan de expansión sujeto a un compromiso serio por parte del Estado en lo que se refiere a su ejecución, dado que este tema ha quedado, en buena parte, sujeto a las decisiones de la inversión privada

(a diferencia de los planes anteriores, el plan de expansión actual es sólo de referencia y no existen compromisos reales respecto a él) y, en última instancia, de las entidades públicas. Afortunadamente, este vacío aún no ha repercutido en la práctica en razón de que el estancamiento económico y la oferta de gas domiciliario han frenado sustancialmente la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, cuando la oferta de gas domiciliario disminuya (lo cual puede ocurrir por diversas circunstancias) y su precio se incremente por encima del actual y cuando el país reinicie su desarrollo, será evidente la falta de previsión hacia el futuro si en ese momento no se ha formulado un compromiso tangible con la expansión requerida.

b) Las empresas privadas asociadas a cualquiera de las modalidades de la gestión de la energía eléctrica, acusan una ausencia de normas claras por parte del gobierno, especialmente en lo que se refiere al funcionamiento de las centrales térmicas, cuya operación ya no es rentable debido a que se encuentran en condiciones reglamentarias adversas respecto a las hidroeléctricas. En el mercado mayoritario y en la comercialización también se debe perfeccionar la legislación (el sistema eléctrico actual es tan nuevo y tan diferente a los anteriores que requiere aún de mucho tiempo para llegar a una configuración funcional y coherente con todos los elementos). Se entiende que este es un proceso que está produciendo resultados permanentemente, pero existe la duda de que estas fallas puedan ser estructurales y no temporales.

c) Si no se desarrolla una labor permanente y eficaz de regulación y supervisión de las actividades privadas en la generación, transmisión, distribución y comercialización, sufrirá sensiblemente la calidad del servicio en ellas, dado que las empresas privadas no garantizan una labor social tan importante como la que debe cumplir el Estado.

- Otra de las reacciones como respuesta a la crisis energética, fue la de excluir, en buena parte, a las centrales hidroeléctricas, aduciendo que las térmicas son más atractivas por su rápida construcción e interfieren en menor grado con el medio ambiente. Sin embargo, después de construir varias de ellas, se vio que no resultan rentables (por los motivos anteriormente expuestos) y en los actuales momentos, algunas de ellas se encuentran fuera de servicio.

A pesar de lo anterior, todo parece indicar que ha vuelto a prevalecer el concepto sobre la bondad de las centrales hidroeléctricas (sin desconocer el papel de las térmicas), tomando en consideración el gran potencial hidroeléctrico que posee el país, la importante experiencia acumulada por la ingeniería colombiana en estos temas y las necesidades futuras de una potencia instalada considerable y suficientemente flexible.

- En los últimos años, ha prevalecido la idea de construir pequeñas centrales a cambio de centrales medianas y grandes a causa de las complicaciones financieras constructivas y ambientales asociadas a estas últimas. Esta

tendencia ha tenido éxito por el hecho de que existe un cierto número de inversionistas (nacionales especialmente), cuya capacidad esta más acorde con las pequeñas centrales que con las grandes y porque el estancamiento de nuestra economía no ha permitido ningún movimiento en la demanda. En el momento en que el país despegue de nuevo, los requerimientos de energía no podrán ser cubiertos con microcentrales o pequeñas centrales, especialmente en un tema tan importante como el de la regulación de caudales para mejorar el servicio.

En lo que se refiere a este último aspecto, no existen estudios suficientemente serios que muestren, de una manera concluyente, la inconveniencia de los embalses de regulación por sus implicaciones ecológicas. Lo anterior de ninguna manera sugiere que en el momento de planear, diseñar, construir y operar una central hidroeléctrica con embalse de regulación, se le reste importancia a un aspecto tan sensible y determinante como el ambiental.

Afortunadamente y gracias al bajo incremento de la demanda, hay tiempo para meditar y decidir acertadamente el futuro de las centrales hidroeléctricas y térmicas determinando el papel que debe cumplir cada una de ellas dentro del contexto general, para salir de la actual indefinición. Este comentario aplica igualmente a la electrificación rural.

Dentro de este contexto se ofrece el presente manual, bajo el concepto de que, mientras no se agoten nuestros recursos hídricos y la población mantenga cualquier crecimiento, tendrán aplicación las centrales hidroeléctricas.

El potencial hidroeléctrico mencionado y la necesidad de continuar desarrollando este importante sector para abastecer la demanda de energía de la población junto con los demás tipos de centrales, son los factores fundamentales que determinan la conveniencia de tener a disposición una bibliografía sobre el tema, que cubra bien los aspectos relativos a la generación de energía y que sea de fácil acceso, tanto a los estudiantes de pregrado y postgrado como a los ingenieros civiles, mecánicos y eléctricos que diseñan y operan las centrales hidroeléctricas.

Se espera que el presente trabajo represente un complemento básico a la literatura en idioma español referente a los proyectos de aprovechamiento de los recursos hídricos en general y a las labores de generación en particular.

El libro es, en buena medida, un compendio de textos, artículos y publicaciones en idioma ruso, inglés y español y especialmente del autor Fiodor Fiodórovich Gubin, quien fue uno de los representantes más destacados de la escuela soviética.

En los dos primeros capítulos se presentan los fundamentos de electricidad y una exposición detallada sobre la potencia y energía de las corrientes naturales y su transformación, las partes componentes de una central, los tipos de proyectos posibles y las obras civiles requeridas. El tercer capítulo está dedicado a los estudios de generación, decisivos en la definición de las características técnicas y operativas durante el diseño. En el cuarto capítulo, se incluyen las estructuras de captación más utilizadas en estos casos. El quinto capítulo y subsiguientes,

contienen la parte teórica y práctica de los equipos electromecánicos.

No se contemplan en detalle las presas y conducciones, dado que estas obras se encuentran ampliamente estudiadas en los tratados sobre estructuras hidráulicas.

En los temas centrales, se efectúa siempre una elaboración conceptual y teórica, una secuencia ordenada de cálculo y un ejemplo de aplicación. No se incluyen los temas ambientales por limitaciones claras de espacio, pero se reconoce que, en este sentido, existe un vacío en la bibliografía que presente de una manera objetiva y seria la verdad de la situación de nuestro país en estos aspectos tan importantes.

Todas las unidades se expresan en el Sistema Internacional, SI.

1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES

En este capítulo se estudiarán sucintamente algunos temas básicos relacionados directamente con las centrales hidroeléctricas.

1.1 DEFINICIÓN DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Las centrales hidroeléctricas son un conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan la energía mecánica (potencial y cinética) del agua en las corrientes naturales para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y en las necesidades de la industria, el comercio, la agricultura, etc. (Figura 1.1).

Siguiendo la dirección del flujo, las obras se agrupan de la siguiente forma:

1.1.1 Obras de regulación

Están conformadas fundamentalmente por los embalses de mayor o menor magnitud, los cuales se crean en la mayoría de los casos, con presas y tienen como fin primordial minimizar las irregularidades o variaciones del caudal de la corriente natural en un determinado período de tiempo (un día, un mes, un año, etc.); logrando así, una regulación de la escorrentía y de la potencia de la corriente y una producción de energía más uniforme y confiable por parte de la central. Los embalses son creados por medio de estructuras de contención o presas de diferentes materiales. La sección del río donde se construye la estructura de contención se denomina sitio de cierre. El área donde queda ubicado el embalse se llama vaso.

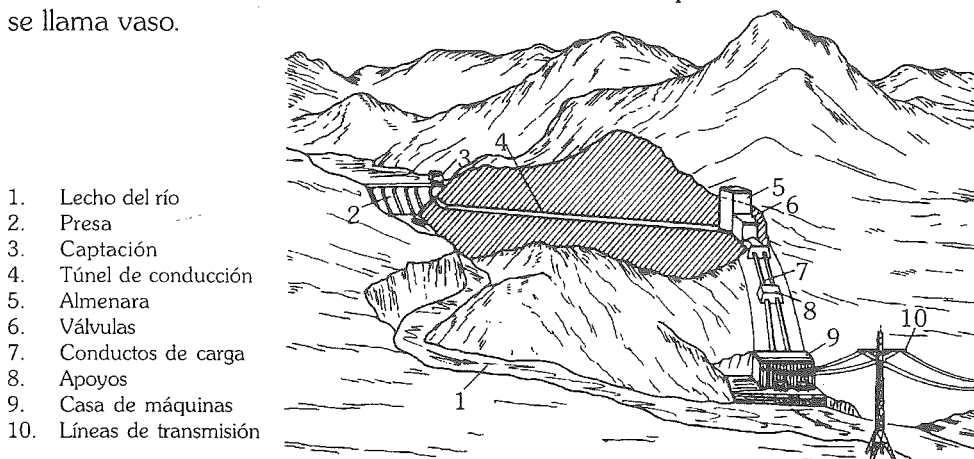


Figura 1.1 Esquema general de una central hidroeléctrica.

1.1.2 Obras de captación

Son aquellas que toman el agua del embalse o directamente de la corriente natural de la forma más adecuada, evitando que cuando el líquido ingrese a la captación se formen excesivas turbulencias o vórtices de cualquier magnitud, lo mismo que la entrada de troncos, ramas o cualquier tipo de basura gruesa o una cantidad importante de sedimentos de tamaño considerable. La entrada se diseña de tal manera que produzca un mínimo de pérdidas de carga. Las captaciones o bocatomas, generalmente se ubican en las cercanías de las estructuras de contención, en las laderas del embalse, utilizando torres sumergidas o en las propias presas. En este caso, se trata de proyectos de embalse. Cuando éste no existe o su magnitud es suficientemente pequeña, entonces se trata de un proyecto de derivación en el cual no existe presa o su altura es notoriamente pequeña, apenas la necesaria para asegurar un nivel que haga posible la captación en cualquier época. A los esquemas de derivación se les denomina también proyectos a filo de agua.

1.1.3 Obras de conducción

Están compuestas de túneles y conductos o tuberías de carga, subterráneas o superficiales en los proyectos con embalse y por canales o tuberías superficiales en los proyectos de derivación, los cuales son menos frecuentes y, en general, no se utilizan en el diseño de grandes centrales. El agua se conduce a una velocidad comprendida dentro de un rango permisible, especialmente por consideraciones económicas, pero evitando también fenómenos de abrasión de las paredes internas de los conductos o la erosión por cavitación, etc. En las conducciones con conductos cerrados que operan a presión, con frecuencia es necesaria la construcción de almenaras (chimeneas de equilibrio) que disminuyen los efectos nocivos del golpe de ariete y que garantizan una operación más regular y confiable de las unidades de generación.

1.1.4 Obras de generación

Comprenden las estructuras y el equipo electromecánico de carácter específico, destinadas directamente a la producción de energía eléctrica. Están compuestas por la casa de máquinas, que es la obra civil donde se aloja todo el equipo de generación y el equipo auxiliar, lo mismo que las salas de montaje, talleres y demás instalaciones que sean necesarias para la producción de energía en forma óptima. El equipo de generación está compuesto esencialmente por las turbinas y los generadores. El equipo mecánico se compone de turbinas, válvulas, compuertas, grúas, etc. El equipo eléctrico está conformado por los transformadores y demás instalaciones auxiliares, además del generador.

De los transformadores, la energía es conducida a un patio de conexiones, a subestaciones y finalmente, llevada a los consumidores por medio de líneas de transmisión de diferentes voltajes, según la distancia.

1.2 FUNDAMENTOS DE ELECTRICIDAD

Para la parte eléctrica de una central, es necesario poseer conocimientos de electricidad. Aquí se darán algunos aspectos fundamentales y para mayor estudio se recomienda consultar la literatura especializada.

1.2.1 Definiciones fundamentales de electricidad

a. *Electricidad*

Fenómeno que se manifiesta como una fuerza de atracción entre dos cuerpos, con cargas eléctricas de signo opuesto, que están lo suficientemente cerca.

b. *Corriente eléctrica*

Movimiento ordenado de cargas eléctricas en una dirección determinada. La corriente eléctrica es el movimiento de electrones libres en un conductor al estar conectados sus extremos a una fuente de energía que le proporciona una diferencia de potencial.

c. *Corriente alterna*

Aquella corriente que varía periódicamente su dirección y magnitud, con la particularidad de que el valor medio de esta corriente en un período determinado es igual a cero.

d. *Período*

Intervalo de tiempo determinado (T) en que las variaciones de corriente se repiten. La duración del período se mide en segundos.

e. *Frecuencia*

Número de períodos en un segundo. La frecuencia $f = 1/T$ se mide en Hertz igual a 1/s.

f. *Intensidad de corriente*

Magnitud de la carga eléctrica (q) que pasa por la sección transversal del conductor en la unidad de tiempo.

$$I = q/t$$

La unidad de corriente es el amperio (A).

g. *Longitud de onda*

Las oscilaciones periódicas de la corriente alterna, excitan un campo electromagnético que se propaga en el espacio a una velocidad (v) en forma de ondas electromagnéticas. La longitud de onda es la distancia entre las dos crestas más cercanas.

$$\lambda = v \cdot t \quad \text{o} \quad \lambda = v/f$$

h. *Potencial eléctrico*

Una carga eléctrica encontrándose junto al polo positivo de una fuente de energía eléctrica, posee cierta energía potencial. La diferencia de potencial entre dos puntos se conoce como el trabajo que tiene que realizar un agente externo para desplazar esa carga de un punto a otro.

i. *Tensión o voltaje*

Diferencia de potencial entre los dos puntos de un generador. Se mide en voltios. La tensión es igual a 1 voltio si al desplazarse una unidad eléctrica, se realiza el trabajo de un julio.

Se asume que el sentido del flujo es del polo positivo al negativo, pero en la realidad es al contrario.

$$V_{ab} = I \cdot R$$

Donde:

R es la resistencia del conductor

Vab voltaje entre los puntos a y b

j. *Carga eléctrica*

Cuando se frota un material se le suministra carga eléctrica. Las cargas pueden ser positivas o negativas y vienen a ser determinadas por los electrones libres. Cargas del mismo signo se repelen y las cargas de diferente signo se atraen. Las cargas negativas son las que tienen libertad de movimiento, de tal manera que la carga eléctrica consiste en ceder electrones (-), de tal manera que uno de los cuerpos posea exceso y el otro déficit.

k. *Campo eléctrico*

En un conductor por el que circula corriente, existe un campo eléctrico que actúa sobre las cargas y las obliga a desplazarse en dirección de las fuerzas de campo. La característica fundamental del campo eléctrico es la intensidad (E). Esta se determina como la fuerza que actúa sobre la carga (q) en el punto examinado del campo.

$$E = F / q$$

l. *Resistencia*

Es la oposición del conductor a la corriente eléctrica. Se mide en ohmios (Ω).

$$R = V / I$$

m. *Potencia de corriente*

Es el trabajo realizado por unidad de tiempo.

$$P = V \cdot I = I^2 R$$

La unidad de medida de la potencia es el Watio. Un W = J / s

1.2.2 Magnetismo

La corriente que pasa por un conductor, excita en el espacio alrededor de éste un campo magnético. El vector básico del campo magnético (B) recibe el nombre de inducción magnética. El flujo magnético será:

$$\Phi = B \cdot A$$

Donde:

A es el área en donde actúa el campo magnético.

Lo anterior indica que (B) es el flujo por unidad de área a través de un área normal al campo magnético. La unidad de flujo es el Weber y la unidad de (B) es el Weber por metro cuadrado (Tesla).

Un campo magnético hace que en una carga (q) a una velocidad (v), actúe una fuerza (F) en donde:

$$B = \frac{F}{q \cdot v \cdot \sin \Theta}$$

Donde:

Θ es el ángulo entre v y B .

1.2.3 Acción del campo magnético en un conductor con corriente

En todos los motores eléctricos se utilizan las fuerzas mecánicas que actúan en los conductores recorridos por la corriente y colocados en un campo magnético.

En el conductor rectilíneo (1) por el que circula la corriente (I), actúa una fuerza (F) del campo magnético, que tiende a desplazarlo en el campo perpendicular a la dirección del campo. El sentido de esta fuerza se determina por la regla de mano izquierda (Figura 1.2). Colocando la palma de la mano de manera que las líneas magnéticas entren en ella; se extienden los dedos en el sentido de la corriente a lo largo del conductor; de esta manera el dedo pulgar extendido señala el sentido de la fuerza mecánica que actúa en el conductor.

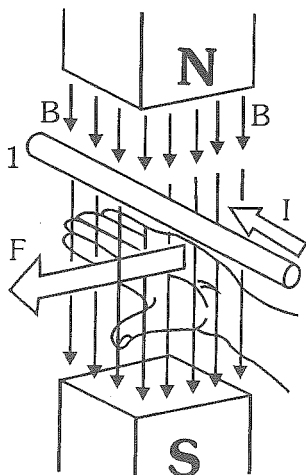


Figura 1.2 Regla de la mano izquierda.

La fuerza electromagnética de un campo uniforme, es proporcional al producto de la inducción magnética (B) por la intensidad de la corriente (I) y la longitud activa del conductor.

$$F = B \cdot I \cdot l$$

Si el conductor forma con la dirección del campo magnético un ángulo α , entonces:

$$F = B \cdot I \cdot l \cdot \sin \alpha$$

1.2.4 Inducción electromagnética

La ley de inducción electromagnética se aplica para determinar la fem que aparece en los conductores al cortar éstos las líneas magnéticas y al variar el flujo magnético enlazado con el circuito formado por los conductores.

Al desplazarse el conductor en un campo magnético uniforme, la intensidad inducida es igual a lo largo de toda la longitud del conductor (l), por consiguiente, en el conductor se induce una f.e.m. (fuerza electromagnética):

$$E = - v \cdot B \cdot l$$

Si el conductor se mueve bajo el ángulo (α) en relación a la dirección del campo, esta fem será:

$$E = - v \cdot B \cdot l \cdot \sin \alpha$$

La fem inducida es igual a la rapidez del cambio de flujo y el signo menos se debe a que la corriente inducida circula en forma contraria al cambio que la produce:

$$E = - \frac{\Delta \Phi}{\Delta t}$$

Si esto se aplica a una bobina de N espiras, en cada una de las vueltas aparece una fem y todas ellas deben sumarse:

$$E = - N \Delta \Phi / \Delta t$$

1.2.5 Inductancia

Una bobina es un devanado compuesto de varias espiras de conductor arrolladas en un núcleo. Si dos bobinas se encuentran próximas entre sí, la corriente en una de ellas dará lugar a un flujo a través de la segunda. Si este flujo

cambia por un cambio en la corriente, en la segunda bobina aparecerá una fem inducida. Esto se llama autoinducción.

La inductancia será:

$$L = N \Phi / I \quad \text{ó} \quad N \Phi = L I$$

El flujo magnético y el flujo enlazado dependen de la corriente que los excita; en los casos elementales son proporcionales a la corriente. La inductancia es el coeficiente de proporcionalidad. Puesto que la corriente siempre excita el campo magnético, cualquier circuito eléctrico y cualquiera de sus elementos debe poseer inductancia. El flujo enlazado en un circuito cambia al variar la corriente que circula por él, por tanto, con la variación de la intensidad de corriente en el circuito se induce una fem que se llama fem de autoinducción.

$$E = - \frac{\Delta N \Phi}{\Delta t} = - \frac{L \Delta i}{\Delta t}$$

Al conectar un circuito que tiene inductancia a una fuente de tensión, se tiene que:

$$E = I R + \frac{L \Delta i}{\Delta t}$$

1.2.6 Inducción mutua

El campo magnético excitado por la corriente que circula en un circuito eléctrico se propaga en el espacio que rodea este circuito y puede atravesar las mallas de otros circuitos eléctricos, formando con éstos, flujos enlazados comunes, que se llaman flujos enlazados de inducción mutua. En semejante condición, con la variación de la corriente en el primer circuito variará también el flujo enlazado y de acuerdo con la ley de inducción electromagnética, inducirá en otros circuitos que tienen con éste el flujo común, la fem de inducción mutua.

El caso elemental de inducción mutua, pueden ser dos bobinas dispuestas lo suficientemente cerca para que una parte considerable del flujo magnético de la primera bobina W_1 se enlace con las espiras de la segunda bobina W_2 . (Figura 1.3). Esta parte del flujo se designará como Φ_{12} . El crea en la segunda bobina el flujo enlazado ψ_{12} . Si la corriente circula por la segunda bobina, parte del flujo excitado Φ_{21} , se enlaza con la primera bobina, creando en ella el flujo enlazado ψ_{21} . La expresión de la inductancia mutua de la bobina 2 con respecto a la bobina 1 será:

$$M_{21} = N_2 \Phi_{21} / I_1$$

Además:

$$M_{21} = M_{12} = M$$

En la segunda bobina se induce una fem:

$$E = - M \Delta I_1 / \Delta t$$

Y en la primera bobina:

$$E = - M \Delta I_2 / \Delta t$$

Este principio es fundamental en la construcción de transformadores.

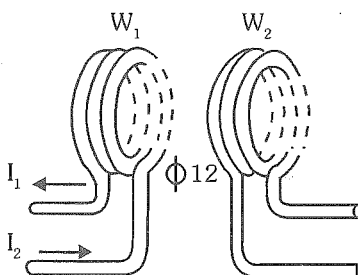


Figura 1.3 Sistema compuesto de dos bobinas recorridas por corrientes.

1.2.7 Corriente alterna

Al principio se dieron algunos conceptos básicos de la corriente alterna, por lo que a continuación se seguirá con la corriente sinusoidal.

Corriente sinusoidal: desde el punto de vista matemático, el proceso periódico más sencillo, son las oscilaciones armónicas que se expresan por la ecuación de curva sinusoidal. Los valores instantáneos de la corriente sinusoidal son:

$$i = I_m \sin (\omega t + \alpha)$$

Donde:

I_m es el valor máximo de la corriente sinusoidal

$$\omega = \frac{2 \pi}{T} \quad \text{es la frecuencia angular}$$

α es la fase inicial.

La representación gráfica se muestra en la (Figura 1.4).

La corriente sinusoidal debe ser creada por la fem sinusoidal de la fuente de energía eléctrica:

$$e = E_m \sin (\omega t + B)$$

Donde:

e es el valor instantáneo de la corriente

E_m es el valor máximo o amplitud de la fem

B es la fase inicial

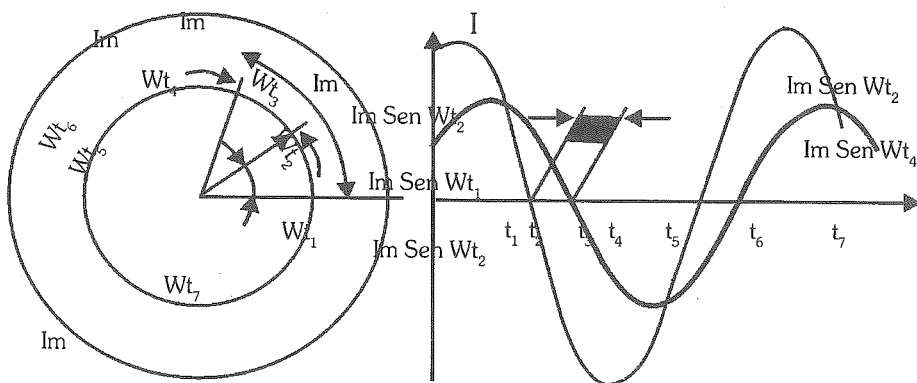


Figura 1.4 Construcción de una curva sinusoidal.

Si en un mismo circuito la fem, (e) y la corriente (i) no pasan simultáneamente por los valores cero o de amplitud, están desfasadas entre sí y este desfase es igual a la diferencia de sus fases iniciales. (Figura 1.5).

$$\phi = B - \alpha$$

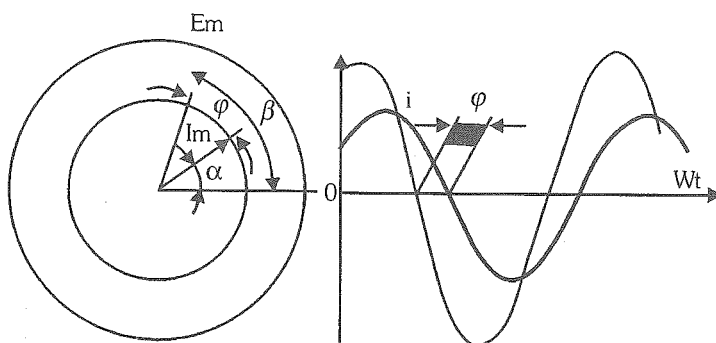


Figura 1.5 Desfase entre la corriente y la fem.

1.2.8 Fuentes de corriente alterna

La corriente alterna es producida por los generadores. El esquema general de un generador bipolar se muestra en la Figura 1.6. Está constituido por la parte fija, el estator y la parte giratoria, el rotor. El estator tiene forma de cilindro hueco, cuyo núcleo se arma de láminas de acero. En las ranuras hechas por toda la superficie interna del cilindro del estator se colocan los conductores del arrollamiento de corriente alterna acoplados entre sí.

En el rotor están colocados los electroimanes. Su arrollamiento, llamado de excitación, se conecta a través de anillos y escobillas a una fuente de corriente continua o sea, la excitatriz.

El flujo magnético constante excitado por la corriente del rotor pasa a través del cuerpo de éste, de los entrehierros y del núcleo del estator. Al girar el rotor, este flujo atraviesa los conductores del estator e induce en ellos la fem y como en los entrehierros, el flujo magnético está dirigido perpendicularmente a estos conductores; la fem inducida en cada uno de ellos será:

$$E = B \cdot l \cdot v$$

Donde:

B es la inducción magnética en el entrehierro.

l es la longitud activa del conductor.

v es la velocidad de desplazamiento del campo magnético con respecto al conductor.

Los generadores se construyen de modo que la distribución de la inducción por todo el rotor sea próxima a la sinusoidal.

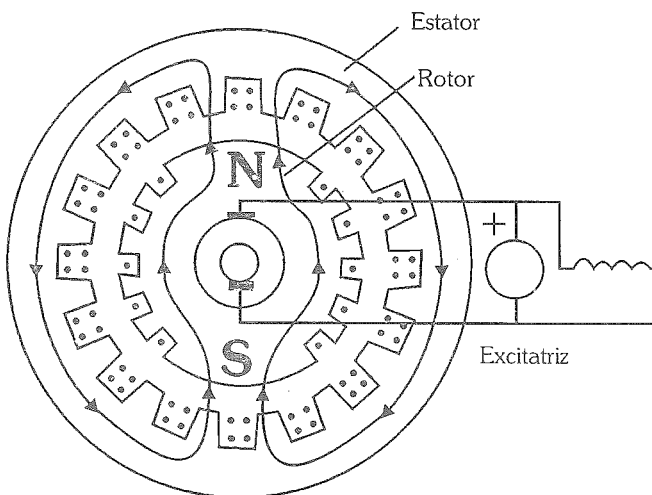


Figura 1.6 Estructura de un generador de corriente alterna.

La frecuencia de la f.e.m. inducida en el arrollamiento del estator será:

$$F = P n / 60$$

1.2.9 Valor eficaz de corriente y tensión alterna

La magnitud fundamental de medida de la corriente alterna es su valor eficaz:

$$I = \sqrt{(i^2) \text{ med}}; \quad I = I_m / \sqrt{2}; \quad v = v_m / \sqrt{2}$$

1.2.10 Representación gráfica de corrientes y tensiones alternas

Para estas representaciones se utiliza la suma vectorial. Para sumar las condiciones de la Figura 1.7 a).

$$i = i_1 + i_2$$

de donde:

$$i = I_m \text{ sen } (wt + B)$$

$$I_m = I_1 m + I_2 m$$

El vector de la corriente resultante es la suma geométrica de los vectores de las corrientes que llegan al nudo. Al trabajar con estos diagramas se evita utilizar las ecuaciones.

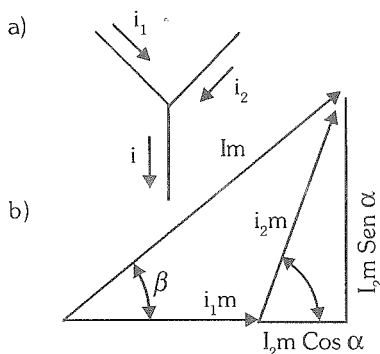


Figura 1.7

a) Nudo de un circuito eléctrico.

b) Diagrama vectorial de las corrientes en este nudo.

1.2.11 Circuitos elementales de corriente alterna

Se analizarán los tres circuitos básicos. El primer caso se presenta cuando sólo se tiene una resistencia (R) (Figura 1.8). La corriente se crea en este caso sólo por la acción de la fuente de energía y para:

$$v = v_m \text{ sen } wt$$

Se tiene que:

$$i = I_m \text{ sen } wt$$

Para este caso la corriente eficaz es:

$$I = v/R$$

Esta resistencia se llama resistencia activa. El diagrama vectorial y las curvas de (v) e (i) se aprecian en la (Figura 1.8).

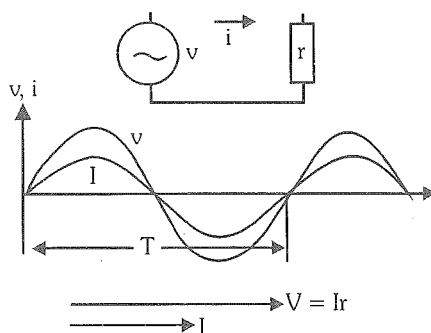


Figura 1.8 Circuito de corriente alterna que tiene solamente una resistencia activa.

Para el caso de un circuito con sólo inductancia se tiene que:

$$\begin{aligned} i &= I_m \sin \omega t \\ v &= I_m \omega L \cos \omega t \end{aligned}$$

La corriente eficaz:

$$I = v/\omega L$$

En esta expresión, la magnitud (ωL) hace las veces de resistencia y se denomina reactancia inductiva. Se representa por X o X_L .

El vector de tensión (V) de la inductancia, adelanta en fase el vector corriente (I) en $\pi/2$ y el vector de la fem de autoinducción es igual en magnitud y opuesto en fase al vector de tensión (V).

En un circuito que sólo posee capacidad (C) (Figura 1.9), se tiene que:

$$\begin{aligned} v &= V_m \sin \omega t \\ i &= V_m \omega C \cos \omega t = V_m \omega C \sin (\omega t + \pi/2) \\ I &= V/1/\omega C \end{aligned}$$

El denominador $1/\omega C$ tiene la dimensión de resistencia y se denomina reactancia capacitiva.

El vector de corriente capacitiva adelanta en fase el vector de tensión o lo que es lo mismo, el vector de tensión con la capacidad se retrasa con respecto al vector de corriente en $\pi/2$

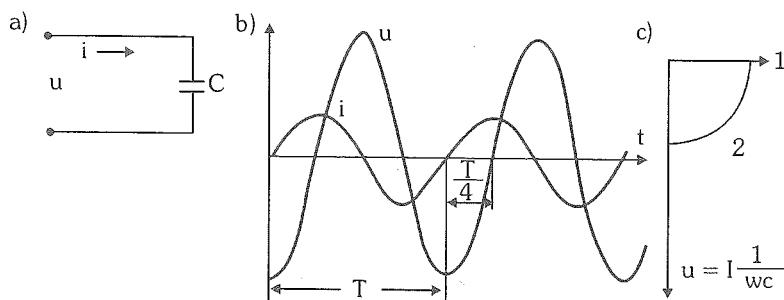


Figura 1.9 Circuito de corriente alterna que tiene solamente capacidad.

- a) Circuito
b) Diagrama de onda
c) Diagrama vectorial

Para una conexión en serie de una resistencia activa e inductancia (Figura 1.10) se tiene que:

$$V = I \sqrt{R^2 + (wL)^2}$$

$$I = V / \sqrt{R^2 + X_L^2}$$

Si además se presenta capacitancia

$$I = V / \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

Para ambos casos el valor que se encuentra en la raíz se denomina impedancia.

En un circuito que contenga los tres circuitos anteriores, la fem viene dada por la expresión:

$$E = V_R + V_C + V_L$$

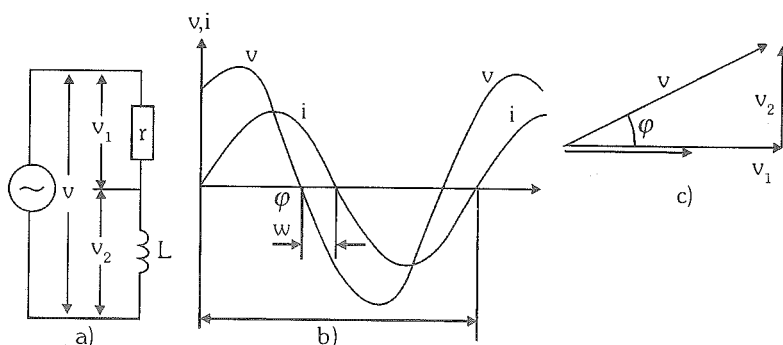


Figura 1.10 Conexión en serie de resistencia activa e inductiva

- a) Circuito
b) Diagrama de onda
c) Diagrama vectorial

1.2.12 Potencia activa, reactiva y total de la corriente alterna

La potencia activa es:

$$P = VI \cos \varphi \text{ (kilovatios)}$$

El $\cos \varphi$ se denomina factor de potencia y es igual a:

$$\cos \varphi = P / VI$$

La potencia reactiva es:

$$Q = VI \sin \varphi \text{ (Voltios - amperio reactivo)}$$

La potencia total será:

$$S = P^2 + Q^2 \quad (\text{Voltio - amperio})$$

También se tiene que:

$$P = S \cos \varphi; Q = S \sin \varphi; Q = P \tan \varphi$$

La potencia total (S) es la hipotenusa del triángulo de potencias (Figura 1.11).

El cambio de notación simplifica las indicaciones de potencia en los catálogos, cálculos, etc., pues permite diferenciar fácilmente las potencias. Desde el punto de vista mecánico, la potencia viene dada en kilovatios (trabajo por unidad de tiempo), mientras que desde el punto de vista eléctrico es igual al producto del voltaje y la corriente (voltio - amperio).

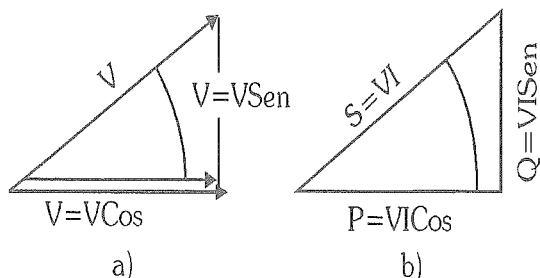


Figura 1.11 Construcción de un triángulo de potencias.

a) Triángulo de tensiones.

b) Triángulo de potencias.

1.2.13 Elementos del sistema trifásico

La transmisión y distribución de energía eléctrica se efectúa en la mayoría de los casos mediante el sistema trifásico. El sistema trifásico se compone de tres fuentes de energía eléctrica y de tres circuitos de carga, conectados por los conductores comunes a líneas de transmisión.

La fuente de energía para todas las fases es el generador trifásico (Figura 1.12). Su estator tiene colocados tres devanados iguales y aislados entre sí. Ellos se sitúan de manera que las fem inducidas en los mismos sean desfasadas mutuamente en un ángulo de 120° .

Si el generador es bipolar, los ejes de las bobinas de devanados de fase están desfasados entre sí en una tercera parte de circunferencia del estator.

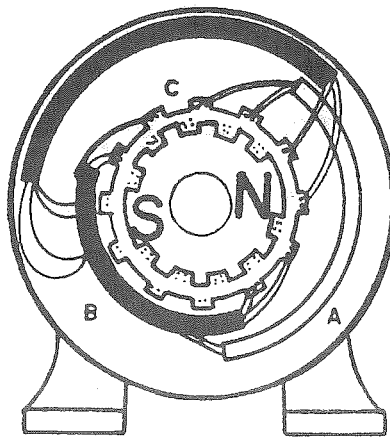


Figura 1.12 Estructura de un generador trifásico.

Al girar el rotor, su campo magnético constante no corta en forma simultánea los conductores de los devanados. La fem del devanado (A) alcanza su valor máximo cuando delante de él, pasa el centro del polo del rotor. La fem del devanado (B) llega a su valor máximo más tarde, cuando el rotor gira $1/3$ de revolución. La fem en el devanado (B) está retrasada respecto a la f.e.m. en el devanado (A) en $1/3$ del período. La fem en el devanado (C) está retrasada $1/3$ con respecto a (B) y $2/3$ con el devanado (A) (Figura 1.13).

Las ecuaciones de los valores instantáneos de las fem son:

$$\begin{aligned} e_A &= E_m \sin \omega t \\ e_B &= E_m \sin (\omega t - 2/3 \pi) = E_m \sin \omega (t - T/3) \\ e_C &= E_m \sin (\omega t - 4/3 \pi) = E_m \sin \omega (t - 2/3 T) \end{aligned}$$

Además:

$$e_A + e_B + e_C = 0$$

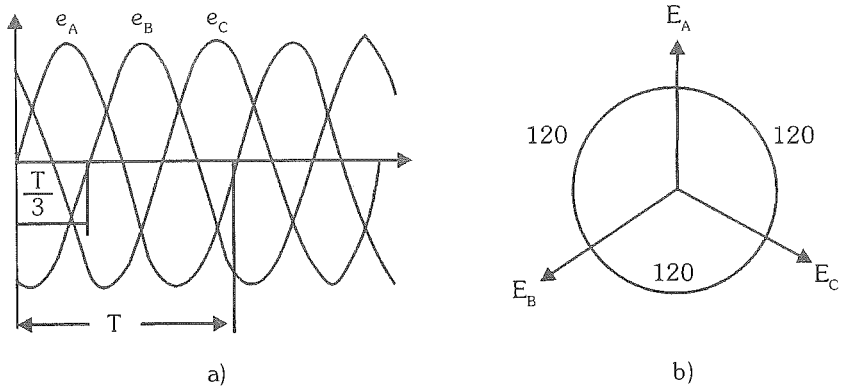


Figura 1.13 a) Curva de valores instantáneos de la fem del sistema trifásico.
b) Vectores de la fem del sistema trifásico.

Existen dos tipos de conexión fundamentales de arrollamientos de generadores: la conexión estrella y la conexión delta (triángulo).

a. Conexión estrella

Cuando la conexión es en estrella, las terminales se unen en un punto común 0 (Figura 1.14). La corriente de las líneas de transmisión son idénticas a las de la fase, ya que todas las partes del circuito de fase y los conductos de línea están conectados en serie. De aquí resulta que:

$$I_L = I_f$$

Mientras que:

$$V_L = \sqrt{3} V_f$$

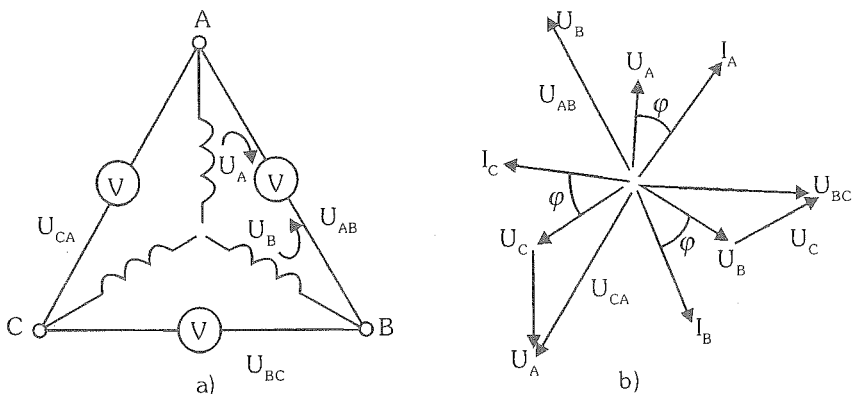


Figura 1.14 a) Sentidos positivos de tensiones en fase para la conexión en estrella.
b) Diagrama vectorial de tensiones entre líneas y de fase para la conexión en estrella.

b. *Conexión triángulo*

Los devanados de fase del generador se conectan en serie, de modo que el comienzo de un devanado de fase se una al final del devanado de fase del antecedente. (Figura 1.15)

En este caso:

$$V_f = V_L$$

mientras que:

$$I_L = \sqrt{3} I_f$$

en resumen:

$$I_L \Delta = 3 I_L Y$$

$$I_f \Delta = \sqrt{3} I_f Y$$

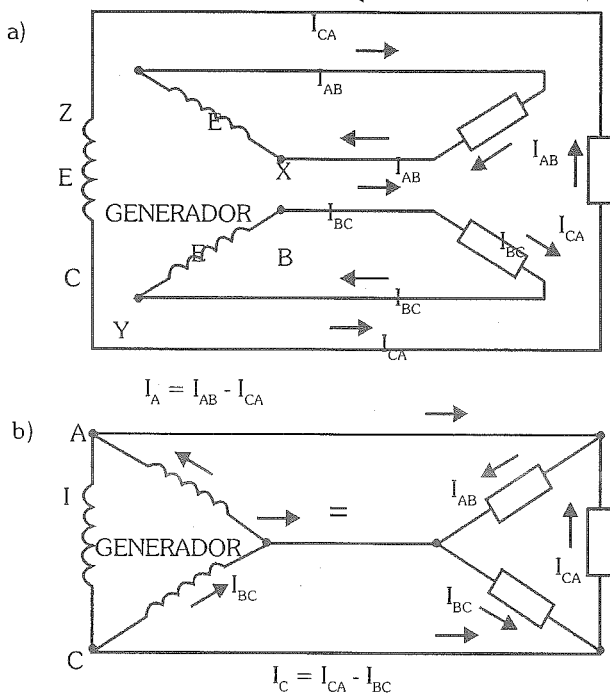


Figura 1.15 Conexión en triángulo.

a) Sistema trifásico no acoplado.

b) Sistema trifásico acoplado.

La potencia del sistema trifásico es la suma de las potencias de fase.

$$P = 3 P_f = 3 V_f I_f \cos \varphi$$

$$P = 3 V_L I_L \cos \varphi$$

$$Q = 3 Q_f I_f \sin \varphi = \sqrt{3} V_L I_L \sin \varphi$$

$$S = 3 V_f I_f = \sqrt{3} V_L I_L$$

En la (Figura 1.16) se aprecia el esquema de un transformador trifásico. A, B y C son los comienzos y X, Y y Z son las salidas de alta tensión.

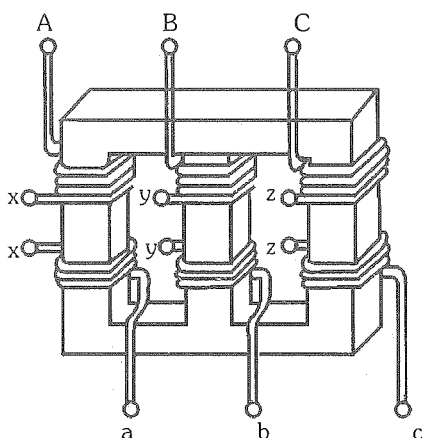


Figura 1.16 Esquema de un transformador trifásico.

1.2.14 Principio de funcionamiento del transformador

El principio del transformador se compone de dos arrollamientos aislados eléctricamente y devanados sobre el mismo núcleo. Una corriente alterna que circula por uno de ellos, crea un flujo alterno en el núcleo y el campo eléctrico inducido por este flujo variable induce a su vez una fem en el otro arrollamiento. Se transmite así, energía de un arrollamiento a otro por medio del núcleo y de su campo eléctrico inducido asociado. El arrollamiento al que se le suministra energía se denomina primario y recibe el nombre de secundario aquel del que se toma energía. En un transformador se presentan pérdidas pero las eficiencias pueden alcanzar el 99%.

En la (Figura 1.17) se aprecia el esquema del principio del transformador. Consta de un arrollamiento primario y otro secundario de N_1 y N_2 vueltas respectivamente, que están devanados alrededor del núcleo. El primario está conectado a una corriente alterna con un voltaje V_1 y para comenzar, se supone que el secundario está abierto. Las pérdidas se desprecian.

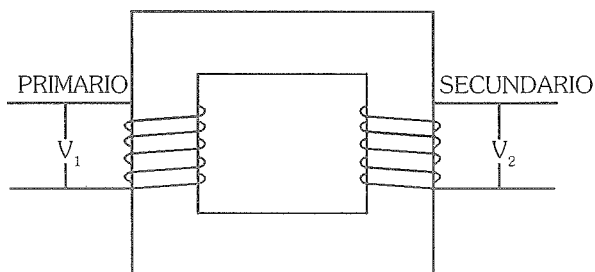


Figura 1.17 Esquema de un transformador.

En estas condiciones, el embobinado primario es de inductancia pura. La corriente en el primario se llama corriente de magnetización y se retrasa $\pi/2$ con respecto al voltaje V_1 . El factor de potencia es cero y el generador no entrega potencia al transformador.

Sin embargo, la pequeña corriente alterna del primario induce un flujo magnético alternante ϕ_B en el núcleo del hierro y se supondrá que todo este flujo se acopla con las vueltas del secundario. De aquí que:

$$V_2 = V_1 \frac{N_2}{N_1}$$

Si $N_2 > N_1$, el transformador revela el voltaje del primario; si $N_2 < N_1$, el transformador disminuye el voltaje del primario.

Si ahora se cierra el circuito y el enrollamiento secundario se conecta a una resistencia, se produce el caso de corto circuito. Ahora el flujo del núcleo es creado por las intensidades I_1 e I_2 en el primario y en el secundario, formando una inductancia mutal.

En los transformadores de potencia el $\cos \phi$ debe ser aproximadamente 1 debido a que I_m es muy pequeño. (Figura 1.18)

$$I_1 = \frac{V_1}{(N_1 / N_2)^2 \cdot R}$$

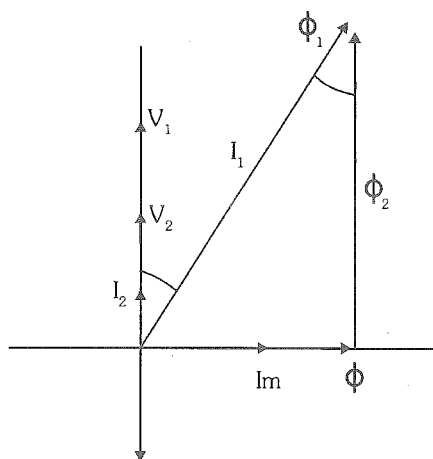


Figura 1.18 Diagrama vectorial de un transformador con una resistencia conectada al secundario.

En el diagrama vectorial del transformador (Figura 1.18), se aprecia que I_2 está en fase con V_2 y es igual a V_2/R_2 (por lo general es igual a V_2/Z y su desfase depende de la impedancia). El flujo ϕ_2 se halla en posición de fase con la corriente (convección). El flujo primario ϕ_1 será la suma vectorial de ϕ y ϕ_2 . La intensidad I_1 está en fase con ϕ_1 .

La clasificación de los transformadores por grupos de conexión sirve para la designación convencional del desfase de la tensión secundaria con respecto a la primaria.

1.3 DEFINICIONES Y PARÁMETROS RELACIONADOS CON LOS ESTUDIOS DE GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Los estudios de generación están relacionados con una gran cantidad de parámetros básicos y de términos especializados que deben ser conocidos y entendidos en su verdadero significado e implicaciones. Cada proyecto en particular queda definido por estos parámetros, lo cual sirve para diferenciarlo de los demás y para realizar comparaciones desde el punto de vista técnico, lo mismo que para evaluaciones económicas básicas en los análisis de alternativas, en las optimizaciones de todos los elementos y en las decisiones sobre cuál proyecto debe entrar primero a operar dentro del sistema interconectado, etc.

Los vocablos y parámetros fundamentales son:

1.3.1 Diferentes tipos de caídas

Caída es el efecto creado por la diferencia entre dos niveles de agua relacionados entre sí. Se trata de la diferencia de las energías específicas totales del agua en esos dos niveles y por lo tanto, en su sentido más práctico, debe considerarse como una reserva de energía que posee el agua y que puede ser utilizada. La caída recibe también el nombre de cabeza, carga, salto, etc.

Se diferencian los siguientes tipos de caídas:

a. *Caída de un río*

Es la diferencia de energías específicas del agua entre dos secciones transversales del río, considerando las cabezas de velocidad (energía específica es energía por unidad de peso).

b. *Caída bruta*

Es la diferencia de las energía totales entre dos niveles de agua relacionadas entre sí y representa la energía total disponible en cualquier aprovechamiento.

c. *Caída estática*

Es la diferencia de las energía potenciales (energía de posición más energía de presión) entre dos niveles de agua relacionados entre sí. Se trata de la diferencia entre estos dos niveles (distancia vertical) sin considerar la cabeza de velocidad.

d. *Caída crítica*

Es la caída neta, en la cual la turbina trabajando a su máxima descarga, produce la sobrecarga permisible del generador, (aproximadamente el 15% adicional a la capacidad del generador). Esta caída producirá la máxima descarga de la turbina.

e. *Caída neta*

Es la caída bruta menos las pérdidas producidas durante la captación y la conducción del agua entre el nivel de aguas arriba y el de aguas abajo. Generalmente, el mayor porcentaje de pérdidas se produce por fricción longitudinal.

f. *Caída máxima de una central*

Es la caída neta disponible en las turbinas con el embalse en el nivel máximo normal y una sola unidad operando a plena capacidad.

g. *Caída mínima de una central*

Es la caída neta disponible en las turbinas con el embalse en el nivel mínimo de operación y con todas las unidades operando a plena carga.

h. *Caída de diseño de una central*

Es la caída neta disponible en las turbinas con el embalse en el nivel nominal de operación y todas las unidades operando a plena carga. Esta es la caída con la cual se calcula la potencia instalada de una central y por lo tanto se trata de la mínima caída con la cual se puede producir la potencia instalada. Es también llamada caída nominal.

Su valor depende de las características de las turbinas en lo referente a las zonas de máximas eficiencias determinando que para caídas mayores, la potencia no se incrementa debido a las disminuciones de las eficiencias. La determinación aproximada del nivel nominal de operación, es decir, de la caída de diseño, se obtiene de los estudios de generación.

i. *Caída promedio ponderada*

Es la caída neta determinada de los cálculos de operación del embalse, la cual producirá la máxima cantidad de energía en kilovatios - hora, para la parte del embalse, entre esta caída y la máxima o entre esta caída y la mínima.

1.3.2 Diferentes tipos de caudales

El caudal es el volumen de agua por unidad de tiempo que pasa por una determinada sección o sitio. En los presentes estudios se diferencian los siguientes caudales:

a. *Caudal medio de un río*

En una determinada sección de un río, es el promedio de los caudales durante un período de tiempo conocido. Se puede tomar como el área bajo la curva de duración de los caudales de una corriente.

b. *Caudal medio multianual*

Es el caudal medio calculado a partir de una serie de caudales, correspondiente a varios años de aforos. Se considera como el valor más representativo de un río en un sitio determinado.

c. *Caudal medio mensual*

Es el caudal medio del río en un sitio determinado y correspondiente a un mes. El de enero, por ejemplo, es diferente que el de mayo, etc.

d. *Caudal mínimo de un río*

En términos prácticos, es el caudal en un determinado sitio del río, cuyo valor puede ser igualado o excesivo con un alto nivel de probabilidad. Para efectos de un estudio, es común determinarlo como el caudal que el río puede garantizar durante el 95% del tiempo disponible de registros.

e. *Caudal regulado*

En términos generales, el caudal regulado es cualquier caudal que puede suministrar un embalse como resultado de la regulación o redistribución de los caudales aportados por el río. Como representativo de ellos, se toma el mínimo durante un mes. Es decir, es el caudal promedio permanente que puede garantizar un embalse durante el período crítico.

f. *Caudal turbinado*

Es el caudal que en un determinado momento pasa por las turbinas de una central y que se utiliza en la generación de energía. Es importante resaltar que no siempre los caudales turbinados corresponden a los caudales regulados, ya que muchas veces parte de los caudales regulados son utilizados para fines no energéticos, tales como acueductos, riego, ganadería, industria, navegación, etc.

g. *Caudal sanitario*

Es el caudal que debe ser descargado a la zona de aguas abajo de la presa, con el fin de mantener un nivel mínimo en el río por condiciones sanitarias y con el fin de suministrar agua a las poblaciones ubicadas en esa zona. Esta descarga se debe garantizar en forma permanente. En las casas de máquinas pie de presa, este caudal es turbinado, es decir, es aprovechado en la generación de energía. También se denomina como caudal ecológico.

h. *Caudal de diseño de una central*

Es el máximo caudal que se desea captar en la central con fines de generación. Corresponde al caudal con el cual se calcula el valor de la potencia instalada de la central. Por ser el máximo, con este caudal se diseñan la captación, las conducciones incluyendo los túneles, tuberías, conductos de carga, etc., lo mismo que los conductos de fuga o de evacuación y las válvulas.

i. *Caudal de diseño de una turbina*

Es el caudal de diseño de la central dividido por el número de turbinas instaladas.

j. *Caudal sólido*

Es la cantidad de sólidos que pasa por una determinada sección de un río durante un período de tiempo conocido. Es también llamada concentración e incluso carga de sedimentos. Se mide en kilogramos por segundo o en metros cúbicos de sólidos por segundo.

k. *Caudal garantizado*

Es el caudal que debe ser descargado a la zona de aguas abajo de la presa en forma permanente, incluyendo el caudal sanitario, el necesario para navegación y el requerido por condiciones de cavitación, si es el caso.

1.3.3 Diferentes tipos de potencias

La potencia en una central es el resultado del trabajo efectuado por las fuerzas que se desarrollan cuando una masa de agua (representada por el caudal) cae a una distancia vertical (representada por la caída) y hace girar una turbina. Se mide generalmente en kilovatios o en megavatios. La potencia solicitada por los consumidores se denomina carga y su variación en el tiempo se representa con la curva de carga o gráfico de carga diaria. La potencia producida por una central o su potencialidad de producción se llama capacidad y también se mide en kW o MW.

Se diferencian los siguientes tipos de potencias:

a. *Potencia de una corriente*

Es la potencia que posee una corriente natural en un sitio y en un momento determinado con un caudal natural y la caída del río.

b. *Potencia continua de una central*

Esta es una potencia que se determina como resultado de la simulación de la operación de la central, teniendo en cuenta la regulación del embalse con unas determinadas reglas de manejo. La potencia continua de una central es la potencia cuyo valor puede ser igualado o excedido con un alto nivel de probabilidad que varía entre el 80 y el 95%. Así como un río tiene un caudal mínimo (ya definido), una central tiene una potencia continua. Se entiende que esta potencia puede ser producida en condiciones hidrológicas adversas. Refleja la confiabilidad en la producción de energía y la probabilidad de cumplir con una meta de generación.

c. *Potencia instalada de una central*

La potencia instalada de una central es la máxima potencia que esta central puede producir. Se llama también potencia nominal o potencia de diseño. Es la suma de las potencias nominales de todos los generadores instalados en la central. Cada generador posee una placa de fábrica en donde se indica su potencia nominal. La potencia instalada de una central se calcula con el caudal de diseño

y con la caída de diseño o nominal y con los valores máximos de las eficiencias de la turbina y el generador. Esta potencia se mide en los bornes de los generadores.

En los cálculos de generación, la potencia instalada se calcula como la suma de la potencia confiable, la potencia complementaria y la potencia de reserva.

d. *Potencia confiable de una central*

En general, es la relación entre la potencia continua y el factor de carga del gráfico de carga diaria del sistema interconectado. Es la potencia que se lee en el gráfico de carga diaria cuando se entra con el valor de la energía continua a la línea de energía, tal como se explica en el capítulo correspondiente a la regulación diaria. Es la potencia que se debe instalar en una central, teniendo en cuenta el valor de la potencia continua y las variaciones diarias de la carga, es decir, de la demanda. Se debe entender como: el producto de la regulación diaria de la potencia continua para satisfacer las variaciones de la carga. Como resultado, se tiene que la potencia confiable es mayor que la potencia continua, ya que si en la central se instala sólo la potencia continua, no sería posible satisfacer las variaciones de la demanda durante un día. Es la componente más importante de la potencia instalada.

e. *Potencia firme de una central*

Es la misma potencia continua.

f. *Potencia complementaria de una central*

Es la componente de la potencia instalada de una central que se adopta para utilizar las capacidades del río por encima del valor de la potencia confiable o firme. Es claro que, si en una central se instalara sólo la potencia confiable, se presentarían muchos momentos en los cuales no se aprovecharía completamente la capacidad del río. Este concepto es manejado con muy poca frecuencia en Colombia, a pesar de su importancia como criterio de instalación.

g. *Potencia de reserva de una central*

Es la parte de la potencia instalada de una central, que se adopta con el fin de garantizar una operación constante y permanente del sistema eléctrico en su conjunto. Esto se logra disponiendo de reservas por diferentes conceptos, lo cual da lugar a las potencias por averías, por sobrecargas, por reparaciones y por imprevistos.

h. *Potencia de reserva por averías*

Es la parte de la potencia instalada destinada a operar durante las fallas, daños o averías ocurridas en las demás centrales o elementos del sistema eléctrico interconectado.

i. *Potencia de reserva por sobrecargas*

Es la parte de la potencia instalada destinada a cubrir las variaciones de carga no previstas en el sistema interconectado y a producir un balance entre la demanda y su cubrimiento.

j. *Potencia de reserva por reparaciones*

Es la parte de la potencia instalada destinada a reemplazar la potencia de las unidades o centrales en reparación y que pertenecen al sistema.

k. *Potencia de reserva por imprevistos*

Es la parte de la potencia instalada que considera un crecimiento de la demanda superior al previsto a causa de la creación de nuevas industrias o crecimientos urbanísticos superiores a los esperados.

l. *Potencia firme en el año crítico*

Es la potencia disponible el 100% del tiempo en el año de suministro adverso de agua.

ll. *Potencia promedio*

Es la generación instantánea promedio que una central puede producir en un plazo largo; está relacionada con el caudal medio del río y se expresa en kW y MW continuos. Sin embargo, no se debe confundir con la potencia continua.

m. *Potencia máxima de una unidad*

Es la potencia generada por la turbina a plena carga y operando con la caída máxima.

n. *Potencia mínima de una unidad*

Es la potencia generada por la turbina operando a plena carga y con la caída mínima.

ñ. *Capacidad confiable*

Es la capacidad de producción de una central con el embalse en el nivel mínimo de operación.

o. *Capacidad firme del sistema*

Es la capacidad confiable del sistema disponible para atender la carga total después de deducir las reservas de éste.

p. *Capacidad base*

Es la mínima potencia que produce una central durante el cubrimiento u operación dentro del gráfico de carga diaria.

q. *Capacidad pico*

Es la máxima potencia que produce una central durante un intervalo de tiempo dado y bajo ciertas condiciones de operación de sus componentes dentro del gráfico de carga diaria.

r. *Capacidad instalada*

Es la misma potencia instalada o nominal.

rr. *Capacidad de reserva*

Es el exceso de capacidad sobre aquella requerida para absorber la carga pico.

s. *Capacidad de régimen*

Son los límites impuestos a las condiciones de operación de una turbina o de un generador, determinados por sus características de diseño y fabricación, teniendo en cuenta especialmente las eficiencias.

t. *Capacidad de la línea de transmisión*

Es la máxima capacidad nominal continua de una línea de transmisión que puede estar limitada por consideraciones térmicas, capacidad del equipo complementario, regulación del voltaje, estabilidad del sistema u otros factores.

u. *Carga base*

Es el valor mínimo de la potencia en la curva o gráfico de carga diaria.

v. *Carga pico*

Es el valor máximo de la potencia demandada de acuerdo al gráfico de carga diaria.

w. *Demanda*

Es la carga en los terminales de una instalación o sistema y que generalmente se mide en los bornes del generador.

x. *Producción*

Es la cantidad de potencia producida por un equipo o planta.

y. *Demanda coincidente de picos*

Es cualquier combinación de demandas picos que ocurren simultáneamente.

z. *Reserva requerida por el sistema*

Es la reserva necesaria en el sistema para asegurar un nivel razonable del servicio, es decir, un suministro permanente de energía.

1.3.4 Diferentes tipos de energías

La energía es el efecto de la potencia que actúa durante un período de tiempo. Se entiende, también, como la capacidad de producir trabajo. Se mide generalmente en kilovatios hora y en megavatios hora. Es la integral de la curva de potencias. Se diferencian los siguientes tipos de energías en los estudios de generación:

a. *Energía media anual*

Es el promedio de las energías anuales de una central durante el periodo de simulación o durante el periodo de operación, si se trata de una central en operación.

En algunos textos y documentos, aparece como la energía producida con el caudal medio del río, lo cual no corresponde al espíritu y a la esencia de este concepto, que busca expresar el valor promedio de la energía anual que puede producir una central y no los promedios hidrológicos de un río, que es bastante diferente. Incluso, los documentos del estudio del sector de energía eléctrica (ESEE) adolecen de este defecto, tal vez por razones simplificadoras, ya que se trata de un estudio para realizar inventarios y algunas identificaciones y reconocimientos.

b. *Energía firme*

Es la energía generada por una central cuyo valor puede ser igualado o superado con un alto nivel de probabilidad que varía entre el 80 y el 95%, durante un periodo de tiempo dado. Generalmente se habla de energía firme, como la producida durante un año. Se entiende que esta energía puede ser generada en condiciones hidrológicas adversas. Por lo tanto, es la cantidad de energía que podría garantizar la operación de una central durante el periodo crítico. En la práctica, se obtiene multiplicando la potencia continua de la central por las horas del año. Este es un índice importante de una central, muy usado en las comparaciones con otras centrales y en los análisis de alternativas, ya que indica la energía anual que puede ser producida por la central, incluso en las condiciones adversas o críticas.

c. *Energía secundaria*

Es el valor de la energía media de una central, menos la energía firme de la misma, producidas durante un año. Es decir, es el exceso de energía anual que puede producir una central por encima de la energía firme, gracias a las condiciones hidrológicas especialmente y en términos promedios.

d. *Energía continua*

Es el producto de la potencia continua por las 24 horas de un día.

e. *Energía diaria*

Es la energía producida por una central durante un día. En términos de demanda, es el área bajo la curva del gráfico de carga diaria.

f. *Energía neta de un sistema*

Son las necesidades de energía de un sistema medidas en la fuente de suministro.

g. *Energía anual*

Es la energía total producida por una central o por un sistema durante un año.

1.3.5 Parámetros y conceptos usados en los estudios de regulación

Durante la simulación de la operación de una central con el fin de determinar las posibilidades de regulación del embalse, se usan los siguientes parámetros y conceptos:

a. *Coficiente de capacidad del embalse*

Es la relación entre el volumen útil del embalse y el volumen medio multianual del río, que se obtiene multiplicando su caudal medio por los segundos de un año. Este concepto sirve para evaluar las posibilidades de regulación que posee un determinado embalse con un volumen útil conocido.

b. *Factor de utilización del embalse*

Es el volumen anual medio del río menos el volumen anual de los vertimientos sobre el volumen anual medio del río.

Refleja la efectividad en la utilización del embalse como dispositivo de regulación.

c. *Vertimientos*

Son los caudales que se deben evacuar del embalse sin ser utilizados, ya que están por encima de la capacidad de regulación del embalse. Se consideran como una pérdida, pero generalmente no es significativa, ya que estos vertimientos se presentan durante las crecientes de rara ocurrencia y de corta duración.

d. *Curva diferencial de masas*

Es la curva obtenida del hidrograma de caudales medios mensuales de una estación hidrométrica, acumulando cada mes la diferencia que existe entre el caudal del río y el caudal medio.

Es bueno tener en cuenta que para construir la curva de masas es necesario descontar a los caudales medios, las pérdidas mensuales de agua por evaporación y por infiltraciones.

e. *Curva de regulación*

Es una curva que generalmente se construye con ayuda de la curva diferencial de masas y es la que muestra, mes a mes, las variaciones del volumen disponible del embalse y de los caudales regulados durante el periodo de simulación con unas determinadas reglas de operación.

f. *Curva de alerta*

Es el conjunto de puntos que representa los volúmenes (o caudales) de un embalse en función del tiempo (usualmente un año). Para obtener el mejor provecho de un embalse, éste no deberá operarse por debajo de su curva de alerta. Esta curva se construye como resultado de los estudios de regulación, usando la curva de regulación y de acuerdo con los principios de regulación controlada analizados. En este texto la curva de alerta es llamada también gráfico de control.

g. *Grado de regulación*

Es la relación entre el caudal regulado en una central sobre el caudal medio del río aprovechado, en el sitio de aprovechamiento, es decir, en el sitio de cierre. Expresa el poder de regulación de un embalse con un determinado volumen útil. Se denomina, también, coeficiente de regulación y cuando se expresa en porcentaje, se llama porcentaje de regulación.

h. *Regulación multianual*

Es la acumulación de agua sobrante, realizada con un embalse durante los años húmedos para utilizarla durante los años secos.

i. *Regulación anual*

Es la redistribución de los caudales aportados por un río en el período de un año. Es la acumulación de agua en el embalse durante los inviernos para utilizarla en los veranos. Por lo anterior, esta regulación es también llamada regulación estacional.

j. *Regulación anual total*

Se presenta cuando un embalse posee un volumen útil capaz de regular todo el caudal medio del río, es decir, que permite obtener un caudal regulado constante durante todo el año y con un valor igual al caudal medio del río. En la práctica, no es posible obtener esta regulación por limitaciones físicas.

k. *Regulación anual parcial*

Se presenta cuando el caudal regulado, en algún mes del año por lo menos, resulta menor que el caudal medio del río. En este caso no se logra regular todo el caudal medio del río.

l. *Regulación semanal*

Es la acumulación del agua sobrante durante los fines de semana y los días festivos, para utilizarla en los días ordinarios de trabajo.

m. *Regulación diaria*

Es la redistribución de los caudales aportados por un río durante un día, con el fin de satisfacer las demandas de energía caracterizadas por el gráfico de

carga diaria, que como se sabe, es bastante irregular. Así, los caudales de un río que son más o menos constantes en el transcurso de un día, se regulan para ser suministrados o turbinados en forma bastante irregular en el transcurso de ese mismo día. Los sobrantes nocturnos se acumulan para utilizarlos durante las horas diurnas.

Los cálculos de regulación diaria son básicos en la determinación de la potencia instalada de la central.

n. *Proyecto de regulación*

Es aquel proyecto que posee un embalse capaz de realizar una regulación anual o multianual.

o. *Proyecto a filo de agua*

Es un proyecto cuyo embalse no está en capacidad de realizar una regulación anual y mucho menos multianual pero que, eventualmente, puede realizar regulaciones semanales o diarias.

p. *Proyecto de regulación total*

Es aquel que dispone de un embalse capaz de realizar una regulación multianual.

q. *Proyecto de regulación parcial*

Es aquel que dispone de un embalse para realizar una regulación anual pero no multianual.

Estos dos últimos conceptos no se deben confundir con los de regulación anual total y parcial.

1.3.6 Parámetros energéticos y de operación

Se incluyen aquí los conceptos fundamentales que caracterizan a una central o a un sistema desde el punto de vista energético y de operación.

a. *Confiabilidad de un sistema en la prestación de un servicio*

Es la probabilidad de cumplir con la demanda del servicio durante un período de tiempo dado. Es cierto que esta confiabilidad depende de las condiciones hidrológicas, de la incertidumbre en la demanda futura y otros factores, pero en primer lugar, es función de acertados criterios de instalación basados en las características de la demanda, expresadas fundamentalmente por el gráfico de carga diaria del sistema y considerando la potencia confiable, la potencia complementaria y especialmente, la potencia de reserva del sistema y de la central. Además, la confiabilidad del sistema depende en alto grado de las normas de operación, que deben estar íntimamente relacionadas con la curva de alerta y con la regulación controlada. Así, se eliminan al máximo las eventualidades hidrológicas y otras incertidumbres, que de ninguna manera justifican disminuciones en la confiabilidad de la prestación del servicio.

b. *Confiabilidad en la generación de energía*

Es la probabilidad de cumplir con una meta de generación durante un período de tiempo dado. Es un concepto íntimamente ligado con el de potencia continua. No considera la demanda de energía ni las posibles fallas en otros elementos del sistema y por lo tanto, la confiabilidad se reduce a la probabilidad de lograr metas de generación fijas, cuando se realizan simulaciones de la operación con reglas cercanas a las óptimas.

Se entiende que, en los momentos en que un río por condiciones preponderantemente hidrológicas no puede producir la potencia continua, el sistema interconectado debe contar con los medios de producirla en las mismas condiciones que lo haría la central analizada.

c. *Factor de carga diaria*

Es la relación entre la carga media diaria del sistema y la carga pico o máxima en el día. Se determina a partir del gráfico de carga diaria del sistema interconectado. Se trata de una característica de la demanda. Mientras menor sea su valor, mayor será la irregularidad en el consumo de energía durante el día.

d. *Factor de carga mínima*

Es la relación entre la carga mínima o carga base diaria y la carga pico o carga máxima. Es también una característica de la demanda.

e. *Factor de carga anual*

Es la relación entre la carga media anual del sistema y la carga pico en ese año. Es también una característica de la demanda.

f. *Factor de planta*

Es la relación entre la energía generada por una central en un período y la energía que se obtendría operando la central todo el tiempo, durante dicho período con su potencia instalada. Aproximadamente, equivale a la relación entre la potencia promedia producida en el período y la potencia instalada de la central. Es una medida del grado de utilización de la central con toda su potencia. Generalmente, se considera un año.

g. *Factor de planta promedio*

Es la relación para una central y un período dado (que generalmente es de un año), entre la potencia media y la potencia instalada.

h. *Factor de planta en período crítico*

Es la relación entre la energía de verano y la energía que produciría la central operando con su potencia instalada durante todo el verano.

i. *Horas de utilización de la potencia instalada en el año*

Es la relación entre la energía anual producida por una central y la potencia instalada de esa misma central. Obviamente, se expresa en horas y caracteriza el grado de irregularidad en la producción diaria y anual de la central en el sistema. Además, como el factor de planta, es una medida de la utilización de la central con toda su potencia.

j. *Período hidroeléctrico crítico*

Es el período durante el cual las limitaciones de suministro de potencia hidroeléctrica son críticas con respecto a las cargas del sistema. Es el tiempo durante el cual la potencia tiene bajas probabilidades de ser igualada o excedida (entre el 5 y el 20%).

k. *Factor de potencia*

Es la relación que existe entre kilovatios y kilovoltio - amperios. También se define como el coseno del ángulo de fase entre el voltaje y la corriente.

l. *Factor de capacidad anual*

Es el mismo factor de planta anual.

m. *Generación neta*

Es la generación total menos la utilizada en la central.

n. *Pérdidas en el sistema*

Pérdida total de energía eléctrica en el sistema, por la transmisión y distribución más la energía no contabilizada entre las fuentes de suministro y los puntos de medición de éste.

o. *Planta pico*

Es la planta que se opera para obtener el pico de la carga.

p. *Planta base*

Es la central que se opera para cubrir la base del gráfico de carga diaria del sistema.

2 UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS HÍDRICOS EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Casi tres cuartas partes de la superficie terrestre están cubiertas de agua. Una gran cantidad de este líquido que se ha evaporado, cae en forma de lluvia a diferentes alturas sobre la superficie de los océanos, mares, lagos y ríos. Descendiendo de las montañas en forma de corrientes de diferente magnitud, estas masas de agua, renovadas constantemente por la naturaleza, poseen una gran energía que en su estado natural, sirve o se desgasta en superar las fuerzas de fricción internas, en la interacción del flujo con el lecho por donde corre, en el transporte de sedimentos, en la erosión del lecho y en la fricción entre las partículas del líquido que se mueven en forma turbulenta.

Esta energía puede ser aprovechada mediante la adecuación del cauce, con el fin de obtener un mejor beneficio en un trayecto relativamente corto. Esto puede lograrse mediante la concentración de caídas o diferencias entre los niveles del agua. En caso de que esta concentración no se presente en condiciones naturales, lo cual es raro (saltos, cataratas, cascadas, etc.) es posible crearla por medios de la ingeniería y en diferentes formas, de acuerdo a las mismas condiciones topográficas y geológicas.

En cualquiera de los dos casos, se construye una central hidroeléctrica, que convierte la energía mecánica (potencial y cinética) de la corriente natural en energía eléctrica, que, como se dijo, es conducida por medio de líneas de transmisión a los centros de consumo industrial, residencial, público, rural, etc.

2.1 ENERGÍA HIDRÁULICA Y MÉTODOS DE UTILIZACIÓN

Como se verá más adelante, la energía que posee una determinada corriente natural, es debida al trabajo que realiza una masa de agua expresada en términos de caudal a lo largo de una distancia efectiva vertical que se denomina caída, carga o cabeza. El aprovechamiento de esta energía se puede realizar de diferentes maneras, pero antes de analizarlas, se estudiará cómo se cuantifica la energía que posee un río determinado en condiciones naturales.

2.1.1 Energía y potencia de una corriente natural

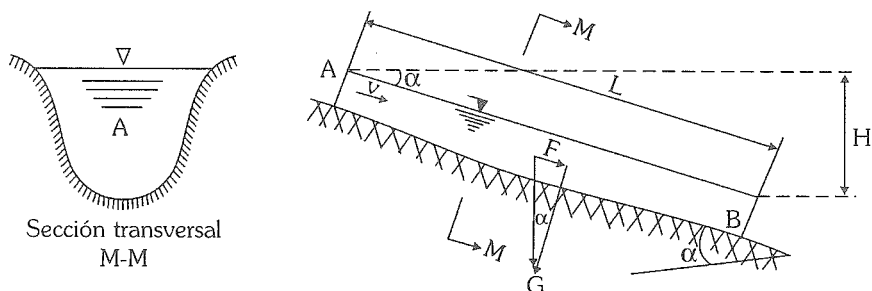


Figura 2.1 Fuerzas que actúan sobre un tramo de una corriente

El flujo de una corriente natural, al transitar por el lecho, produce permanentemente un trabajo que se desgasta al superar las resistencias que le ofrece el cauce y, al mismo tiempo, produce el transporte de sedimentos, la socavación y otros tipos de deformaciones. Cuantitativamente, este trabajo se puede determinar de la siguiente manera:

Consideremos un determinado tramo de la corriente, limitado por las secciones A y B, tal como se aprecia en la Figura 2.1. El tramo tiene una longitud (L) y si se supone un flujo uniforme, la sección transversal tendrá un área (A) y por lo tanto el volumen de agua en el tramo será:

$$v = A \cdot L \quad (2.1)$$

La masa de este mismo líquido es:

$$M = \rho A L \quad (2.2)$$

Donde:

ρ es la densidad del agua.

El flujo en su movimiento ejerce una fuerza de arrastre (F) determinada como:

$$F = m g \sin \alpha \quad (2.3)$$

El trabajo realizado por la fuerza de arrastre del agua en movimiento será:

$$W = F L = m g \sin \alpha L = \rho A L \sin \alpha L \quad (2.4)$$

Donde:

g es la aceleración de la fuerza de gravedad.

La longitud (L) del tramo considerado se puede expresar como el producto de la velocidad media del flujo por el tiempo t, es decir:

$$L = v t \quad (2.5)$$

De donde:

$$W = \rho g A v t \sin \alpha \quad (2.6)$$

Si se tiene en cuenta que:

$$A \cdot v = Q \quad (2.7)$$

Donde:

Q es el caudal en el río.

Además, de la Figura 2.1 se deduce que:

$$H = L \text{ sen } \alpha \quad (2.8)$$

Donde:

H es la caída del río en el tramo AB.

Reemplazando estos valores en la expresión (2.6), se obtiene:

$$W = \rho g Q H t \quad (2.9)$$

La potencia (P) es el trabajo por unidad de tiempo, entonces:

$$P = \frac{W}{t} = \rho g Q H \quad (2.10)$$

Reemplazando en (2.10) $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ y expresando el caudal (Q) en m^3/s y la caída (H) en metros, se obtiene la potencia en kilovatios.

$$P = 9,81 Q H \quad (2.11)$$

De tal manera, la potencia que posee una corriente en condiciones naturales y en diferentes unidades, se puede expresar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P &= 9.81 Q H \quad (\text{kW}) \\ P &= 1.000 Q H \quad (\text{kg m/s}) \\ P &= \frac{1.000 Q H}{75} \quad (\text{CV - Caballos de vapor}) \\ P &= \frac{1.000 Q H}{76} \quad (\text{HP - Caballos de fuerza}) \end{aligned}$$

La energía de la corriente, es decir, la potencia a lo largo del tiempo t (horas) expresada en kWh, se determina así:

$$E = P \cdot t \quad (2.12)$$

Dado que:

$$Q \cdot 3600 = V$$

Donde:

V es el volumen de agua durante un período de tiempo $t = 3600$ s entonces (2.12) se puede escribir como:

$$E = \frac{9,81 \cdot Q \cdot H \cdot t}{3.600} = \frac{V \cdot \bar{H}}{367,2} \quad (2.13)$$

En la gran mayoría de los casos, la caída $\bar{H}$ de una corriente natural se encuentra distribuida en una forma más o menos uniforme a lo largo de una longitud 1 – 2 considerable (Figura 2.2, esquema I). Sólo en algunos pocos sitios de la tierra se presentan caídas de agua concentradas suficientemente (saltos, cascadas, etc.) (Figura 2.2, Esquema II). Las grandes cantidades de energía liberadas en esas cascadas desde tiempos remotos, llamaron la atención del hombre que siempre trató de utilizar esta energía con el fin de facilitar sus labores diarias. En algunos casos, es posible utilizar la diferencia entre los niveles del agua, pertenecientes a dos corrientes relativamente cercanas. Una condición similar se puede presentar, si una misma corriente presenta en un meandro suficientemente desarrollado y sus secciones 1 y 2 se encuentran relativamente cerca (Figura 2.2, Esquema III).

La diferencia de nivel entre lagos de montaña y corrientes naturales ubicadas en sus cercanías (Figura 2.2, Esquema IV), puede ser utilizada para producir energía desembalsando las reservas de agua del lago y disminuyendo su profundidad original en un valor ΔM .

Las mareas de flujo y reflujo que producen oscilaciones del nivel del mar, que en algunos casos alcanzan hasta 15 metros en las orillas, se pueden utilizar instalando centrales mareomotrices para producir energía eléctrica.

2.1.2 Potencial hidroeléctrico de un país

A pesar de que los recursos hidroenergéticos ocupan un puesto relevante en medio de otras fuentes energéticas y de que la hidroelectricidad universalmente ha tenido un considerable desarrollo, no existe unidad en la determinación del potencial hidroeléctrico y sus metodologías.

No obstante, a continuación se presentan los conceptos mínimos que se manejan en este campo y que tienen un contenido básico general.

a. Potencial teórico de un país

Se compone del potencial bruto de la escorrentía superficial total y del potencial de las corrientes naturales (fluviales). El potencial de las corrientes naturales se determina como el potencial de todos los ríos sin excepciones,

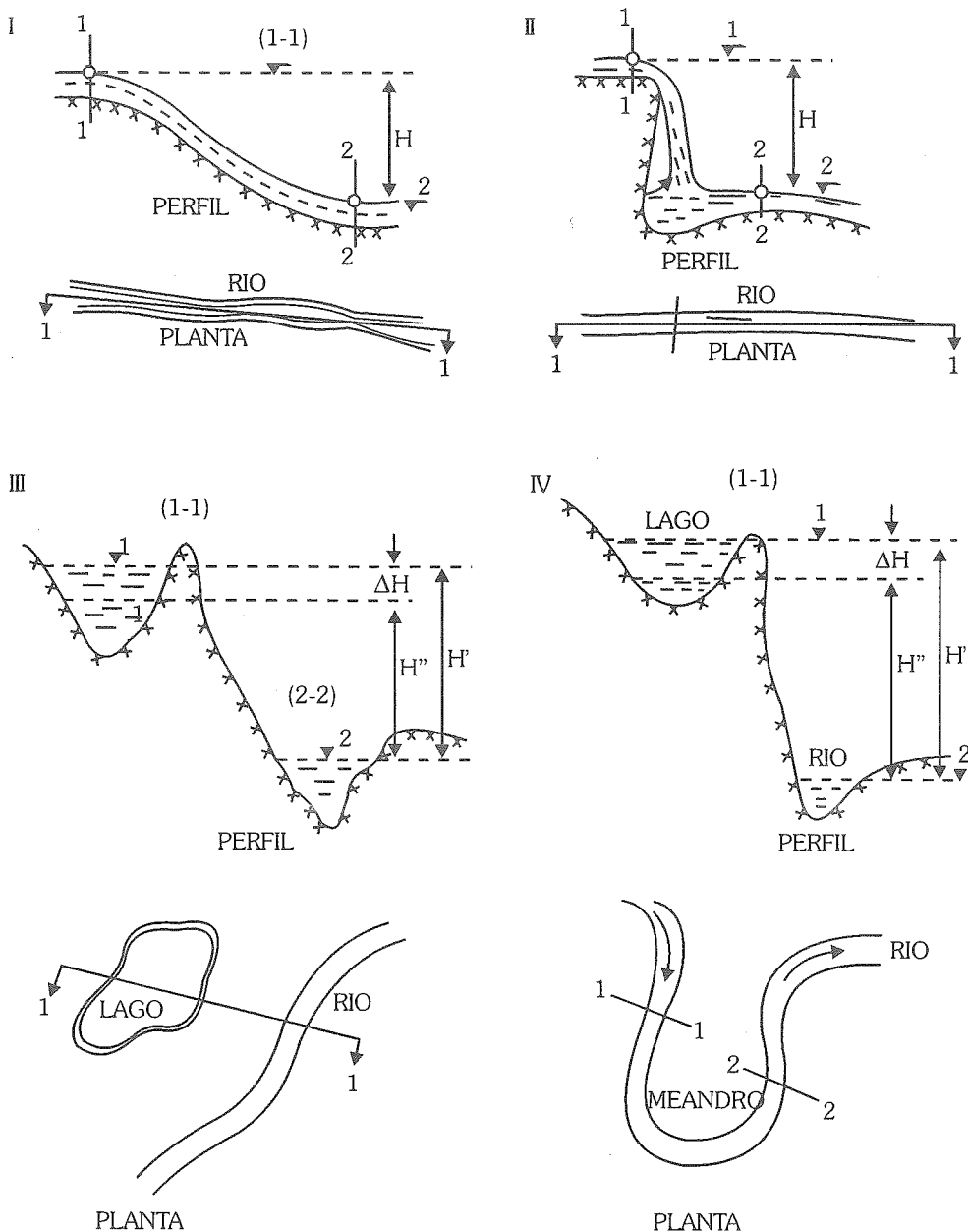


Figura 2.2 Esquemas de corrientes naturales y embalses.

independientemente de sus posibilidades técnicas o económicas, es decir, a lo largo de toda la extensión de las corrientes, utilizando la fórmula:

$$P = 9,81 Q H$$

En este caso no se consideran las pérdidas de energía y el caudal que se utiliza es el caudal medio multianual de cada río. Por lo anterior, a este potencial se le llama también potencial bruto.

De tal manera, el potencial teórico se puede considerar en dos aspectos.

1. El potencial hidroeléctrico correspondiente a la escorrentía superficial de todo el país.

2. El potencial hidroeléctrico de las corrientes naturales, que considera la potencia que puede ser generada por todos los ríos del país, sin tener en cuenta ningún tipo de pérdida.

El potencial de la escorrentía superficial considera la capacidad bruta de todas las corrientes superficiales, incluyendo los flujos en las laderas de todas las cuencas del país. Como se ve, se trata del límite teórico superior que caracteriza las posibilidades máximas de un país o una determinada región de producir energía hidráulica. Este potencial puede ser determinado a partir de valores medios de los rendimientos expresados en l/s/km², correspondientes a pequeñas subcuencas; teniendo en cuenta sus áreas y la elevación con respecto al nivel del mar del centro de gravedad de cada una de ellas.

Si el rendimiento de una determinada subcuenca es transformado por un espesor e equivalente a la lámina de escorrentía distribuida uniformemente en toda la subcuenca, entonces el potencial de la escorrentía superficial puede ser determinado con la siguiente fórmula:

$$P = 0,00311 e A H \quad (2.14)$$

Donde:

P es el potencial de la escorrentía superficial, kW.

e es el espesor de la lámina distribuida uniformemente, m.

A es el área de cada subcuenca, m².

H es la altura media de la subcuenca sobre el nivel del mar y cuando la subcuenca es cerrada, se calcula sobre la base de erosión o nivel de control geológico, m.

En forma aproximada, el potencial energético de las corrientes naturales se puede determinar confrontando los resultados obtenidos con la metodología anterior y los cálculos de los recursos hidroeléctricos, utilizando directamente los perfiles longitudinales de los ríos. Como resultado, se obtiene un factor de conversión entre los dos potenciales.

En cálculos más exactos, cada río se debe dividir en una serie de tramos y para cada uno de ellos se determina la potencia de éste de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P = 9,81 \cdot \frac{Q_i + Q_f}{2} \cdot H \quad (\text{kW}) \quad (2.15)$$

Donde:

Q_i y Q_f son los caudales medios del río en la parte inicial y final de cada tramo. m^3/s .

H es la caída del río en el respectivo tramo, m.

Las reservas potenciales de energía hidráulica se pueden determinar partiendo de 8.760 horas de utilización de la capacidad potencial, o con la fórmula:

$$E = 85.900 \cdot \frac{Q_i + Q_f}{2} \cdot H \quad (\text{kWh}) \quad (2.16)$$

b. *Potencial técnicamente utilizable*

Es la parte del potencial hidroeléctrico teórico de las corrientes naturales que, desde el punto de vista técnico, puede ser realmente utilizado o que está siendo utilizado en la actualidad. La utilización de los recursos hidroeléctricos de los ríos, está condicionada por factores geológicos y topográficos, especialmente, por las facilidades de acceso y por el nivel tecnológico de los medios y equipos de construcción.

Este potencial es el único que da una idea sobre las reales posibilidades de producción de energía hidroeléctrica de un país.

Es evidente que esta parte de los recursos hidroenergéticos, se puede determinar sólo si se consideran todas las pérdidas relacionadas con el aprovechamiento de los recursos energéticos, en la producción de la energía y en su transformación.

Al comparar la energía hidráulica con otros tipos de energía se ve que, al considerar las pérdidas ocasionadas por el aprovechamiento de los recursos y por la producción de energía, el peso específico de la hidroenergía en el balance general, es considerablemente mayor que su participación en el potencial energético del país. Este hecho se determina partiendo de los valores de las pérdidas al producir energía eléctrica en ciclos térmicos e hidráulicos.

Es sabido que el valor total de las pérdidas en centrales térmicas de carbón de piedra son de cerca del 80% y por lo tanto la eficiencia en la utilización del carbón para producir energía eléctrica es, en promedio, del 20%.

En la producción de energía en centrales hidroeléctricas se pueden producir pérdidas a causa de la imposibilidad de utilizar las cabeceras y los deltas o zonas más bajas de los ríos (con baja potencialidad) y, por lo tanto, del caudal y

la caída total del río. Además, se producen pérdidas en las captaciones, conducciones y en las unidades de generación (turbina o generador).

El cálculo del potencial técnicamente utilizable, está relacionado con una serie de dificultades debido a que no existen conceptos y metodologías firmemente establecidas y por consiguiente, puede ser realizado en diferentes condiciones. Por ejemplo, la instalación de una central hidroeléctrica es técnicamente posible bajo cualquier condición natural, incluyendo los tramos de bajo potencial y con cualquier grado de utilización de la escorrentía. En este caso, el potencial técnicamente aprovechable podría ser calculado como la diferencia del potencial teórico de las corrientes naturales menos las pérdidas inevitables en el proceso de transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. Sin embargo esta determinación sobreestima el real potencial técnicamente aprovechable proporcionando resultados alejados de la realidad.

Según parece, lo más indicado es seguir la siguiente metodología:

Al considerar la utilización de la caída de los ríos y de sus tramos componentes que poseen una capacidad potencial pequeña, se deben conservar los marcos conceptuales comúnmente aceptados en la práctica ingenieril corriente.

En consecuencia, no se consideran los tramos de los ríos correspondientes a sus cabeceras y a sus deltas, lo cual, obviamente, disminuye el valor potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable.

Con el fin de conservar un grado de comparación con otros tipos de recursos energéticos (carbón, petróleo, etc.) y por el hecho de que es difícil conocer con certeza la demanda futura de los posibles usuarios y consumidores de todo tipo, al calcular el potencial técnicamente aprovechable, se debe tener presente la política de prioridades y concesiones en el uso del agua que está dirigida a satisfacer, en primer lugar, las necesidades de agua para consumo humano. Además, se conserva el principio de que en los proyectos concretos se deben considerar las demandas de todos los usuarios y consumidores.

Partiendo de lo anterior, el potencial técnico se calcula tomando los recursos naturales menos el valor de las pérdidas inevitables por infiltración, evaporación y por la subutilización de la caída y el caudal a causa de su incompleta o insuficiente regulación, por la no utilización de los tramos bajos y de cabecera y considerando las desviaciones o tomas de agua ya realizadas por concepto de concesiones expedidas con anterioridad.

Es importante resaltar que el potencial técnicamente aprovechable en un principio es una cantidad variable que crece con el desarrollo de la ciencia y la técnica, que mejoran las posibilidades de aprovechar los recursos naturales, pero sus variaciones no cambian el orden de magnitud de los valores obtenidos.

La magnitud del potencial técnico depende del valor de las pérdidas arriba anotadas, una parte de las cuales es inevitable y más o menos constante y la segunda parte (fundamental), depende de las condiciones hidrológicas, geológicas, topográficas y otras, en las cuales se realiza la utilización del recurso hídrico. La segunda componente de las pérdidas no es constante y puede variar en un rango muy amplio.

Pérdidas constantes de energía hidráulica

Los límites de las posibles variaciones de las pérdidas constantes de energía hidráulica no son considerables y su valor medio puede reflejar el orden de magnitud correspondiente a todas las centrales hidroeléctricas.

- Las pérdidas de carga o caída se deben al remanso creado por estructuras localizadas aguas abajo, pérdidas en las rejillas, en las conducciones, en los conductos de carga, etc. El valor de estas pérdidas está comprendido entre el 2 y el 10% (el límite superior corresponde a las conducciones largas).
- Las pérdidas de caudal corresponden a pérdidas de agua en las álabes de las turbinas y en las compuertas de los vertederos, etc., y su valor es generalmente menor al 1%.
- Las pérdidas al transformar la energía hidráulica en eléctrica, dependen de la construcción de las turbinas y de los generadores. En eficiencia, los valores óptimos de las turbinas Francis, Kaplan y Pelton no se diferencian sensiblemente y son del orden del 92%; la eficiencia de los generadores se puede tomar del orden del 96 - 97% y la eficiencia total de las unidades (turbina y generador) se puede tomar del orden del 87-89%. Por lo tanto, las pérdidas mecánicas al transformar la energía hidráulica en eléctrica son del orden del 11-13%. De tal manera, el mínimo de pérdidas inevitables al utilizar los recursos hidroeléctricos puede ser resumido así:

Pérdidas de carga o caída	2-10%
Pérdidas de caudal	1 %
Pérdidas en turbina y generador	11-13%
Pérdidas totales	14-24%

El límite superior de utilización del potencial teórico (bruto) depende de las pérdidas inevitables y no puede ser superior al 86%.

Pérdidas variables de energía hidráulica

Las pérdidas variables dependen de las condiciones naturales y en diferentes ríos sus valores pueden cambiar considerablemente. Dentro de esas pérdidas se pueden mencionar las siguientes:

- Pérdidas de caudal y caída de un río a causa de la no utilización de sus cabeceras y deltas.
- Pérdidas de caída a causa de volúmenes para tránsito de crecientes en algunos embalses de regulación.
- Pérdidas de caudal por evaporaciones adicionales en la superficie (espejo) de los embalses y por infiltraciones.
- Pérdidas de caudal (escorrentía) por subutilizaciones de los aportes causados por la insuficiente capacidad de regulación de la mayoría de los embalses y las limitaciones sobre la potencia instalada.

Estas pérdidas se pueden deducir a partir de los datos obtenidos en los proyectos ya estudiados o construidos.

c. *Potencial económicamente factible*

Es la parte del potencial técnicamente aprovechable que por razones de beneficio-costos resulta atractivo y representa una buena inversión en un momento determinado. En este análisis, los índices de comparación más representativos son el costo de generación de un kilovatio - hora de energía, el costo anual de la energía media y el costo por kilovatio instalado. En general, se puede decir que un proyecto es económicamente atractivo si sus indicativos económicos, anteriormente mencionados, son inferiores al valor medio de los proyectos de generación ya construidos o en etapa de diseño o no son muy superiores a este valor medio.

2.1.3 Energía y potencia en una central hidroeléctrica

En condiciones naturales la energía de los ríos se desgasta en su recorrido y su utilización sin crear ningún tipo de estructuras, es prácticamente imposible. Sólo con la ayuda de obras de ingeniería, que pertenecen a las estructuras hidráulicas, es posible concentrar la caída de un determinado tramo del río en un sitio prefijado y obtener así, la carga debida a la diferencia de niveles o caída (H). Instalando una unidad de generación compuesta de una turbina y un generador y dejando pasar por ella un determinado caudal (Q) que cae bajo la acción de la carga o caída (H) se puede obtener cierta potencia (P).

a. *Esquemas fundamentales para crear una caída concentrada*

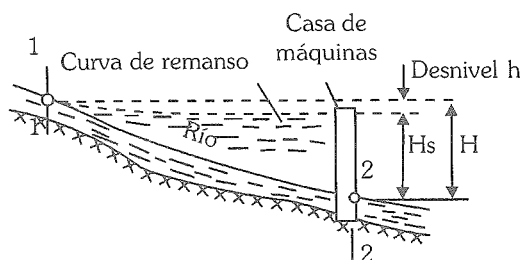
Se utilizan dos métodos fundamentales para crear una caída concentrada: Esquemas pie de presa y esquemas de conducción.

Esquema de pie de presa

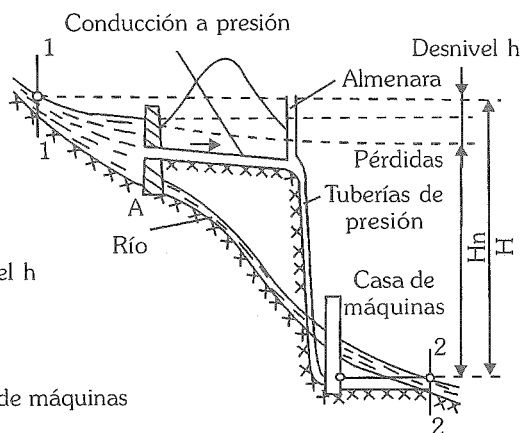
Se construye una estructura de contención en la parte final del tramo utilizado del río, creando así, una diferencia de niveles y un embalse, tal como se muestra en la (Figura 2.3 - I). Como se ve, la caída se encuentra concentrada en el punto 2 que corresponde al sitio donde se ubican las unidades de generación compuestas por la turbina y el generador. En el esquema se muestra también el valor H_s de la caída aprovechada.

Toda la zona ubicada a la izquierda de la presa, es decir, de la presa hacia el embalse, se denomina zona de aguas arriba o simplemente aguas arriba y toda la zona ubicada a la derecha de la presa, es decir, la zona localizada después de la presa en el sentido del flujo, se denomina aguas abajo. De la misma forma, se usan los términos nivel aguas arriba y nivel aguas abajo. A la diferencia entre estos dos niveles se le denomina caída, carga o cabeza estática H_s .

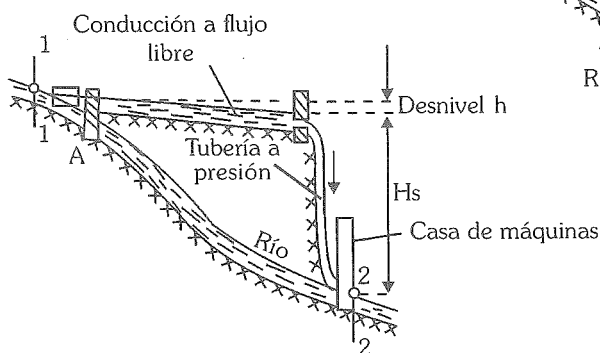
La cabeza estática H_s es algo menor que la diferencia de niveles entre la parte inicial y la parte final del tramo 1 - 2 (Figura 2.3 - I), es decir, es menor que la caída (H), ya que la lámina en la zona de aguas arriba (en el embalse) forma



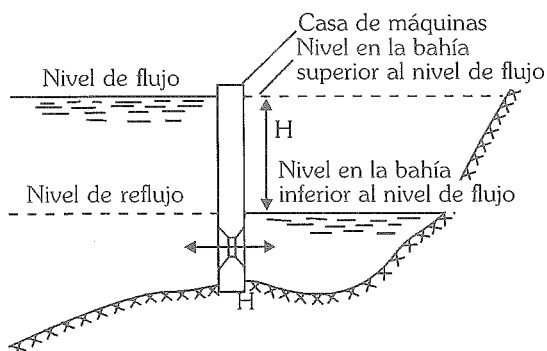
I. Esquema pie de presa



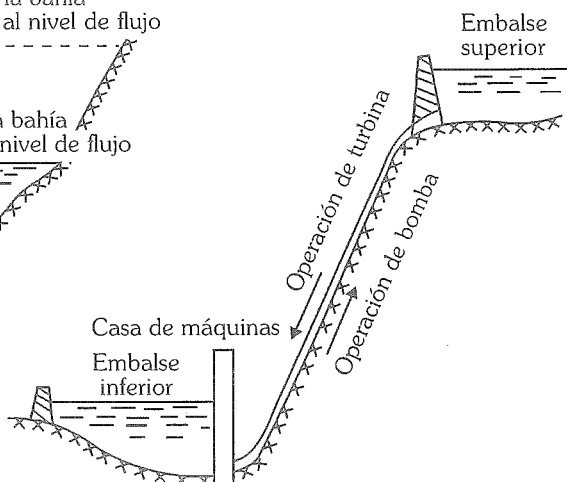
III. Esquema de conducción con presa



II. Esquema de conducción sin presa



IV. Central mareomotriz



V. Central acumuladora

Figura 2.3 Esquemas fundamentales de centrales hidroeléctricas.

una curva de remanso cóncava y descendente en el sentido del flujo. Las pérdidas de carga $h_{\text{perd. c.}}$, se producen por fricción durante el movimiento del agua en el embalse. Como ya se dijo, es prácticamente imposible o por lo menos, inconveniente, construir una presa que permitiera utilizar toda la caída del río desde sus cabeceras hasta el delta o desembocadura ya que producirían inundaciones excesivas sin mayores efectos económicos o de producción de energía. Por lo anterior, lo común es dividir un río de una cuenca determinada en varios tramos y al final de cada tramo construir una presa, cuyo embalse con su respectiva curva de remanso llega hasta la siguiente presa ubicada aguas arriba o hasta la entrega del agua turbinada por la central ubicada aguas arriba.

El conjunto de proyectos o centrales hidroeléctricas ubicadas a lo largo de un mismo río se llama cascada y cada tramo aprovechado es un escalón de la cascada (Figura 2.4).

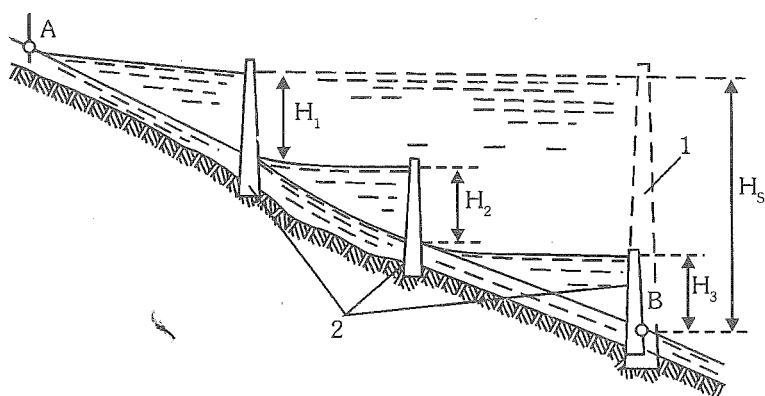


Figura 2.4 Centrales en cascada.

La caída creada por una presa en ríos de llanura, no sobrepasa generalmente los 30 - 40 metros, mientras que en los tramos de montaña puede alcanzar 200 metros y más (la presa de Nurek en Asia Central tiene una altura de 300 metros).

Esquema de conducción

Se usa en ríos con caudales medios relativamente no muy grandes y de fuerte pendiente, es decir, en los tramos de montaña de los ríos.

Este esquema consiste en que en la parte inicial del tramo utilizado (sección A, Figura 2.3 - II), el agua se desvía por medio de una captación y se transporta por medio de una conducción, que también se puede denominar derivación, que se encarga de llevar el flujo hasta el punto 2 (Figura 2.3 - II) ubicado en la parte final del tramo utilizado.

La caída se crea gracias a la diferencia de pendientes entre la conducción y la corriente natural.

Si en calidad de conducción se utiliza un canal, entonces se trata de una conducción a flujo libre (Figura 2.5), lo cual también se puede lograr con un túnel parcialmente lleno. El canal se traza con una pendiente mínima, utilizando condiciones topográficas favorables y siguiendo, en lo posible, las curvas de nivel.

1. Presa
2. Conducción a flujo libre
3. Tanque de carga
4. Descarga
5. Casa de máquinas
6. Canal de restitución
7. Conductos de carga
8. Embalse

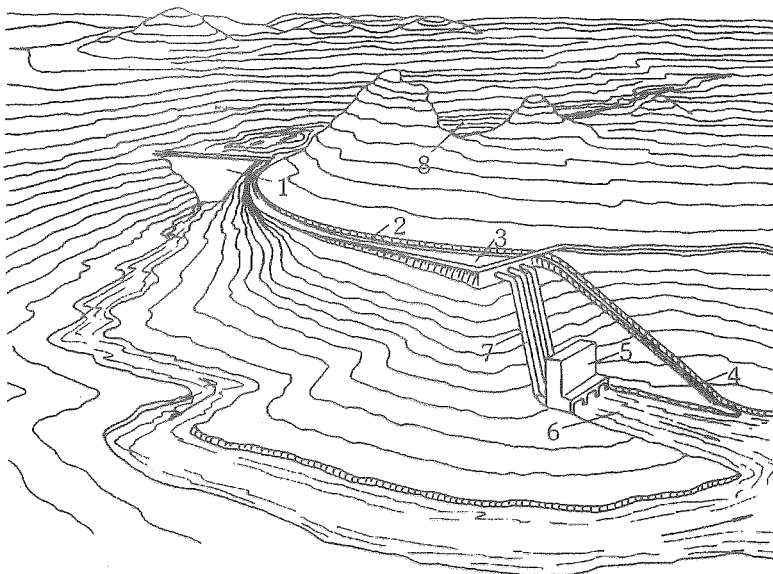


Figura 2.5 Central con conducción a flujo libre.

La conducción se puede efectuar por medio de túneles o tuberías y entonces se trata de una conducción a presión (Figura 2.3 - III). Los esquemas con conducción a presión generalmente son combinados o mixtos cuando parte de la caída (tramo 1-A, Figura 2.3 - III) es creada por la propia presa y no por la conducción.

En la (Figura 2.3 - III), la casa de máquinas se ubica al final de la conducción, pero también se puede ubicar en niveles bajos y evacuar el caudal turbinado hacia el río por medio de canales o túneles de fuga.

Los esquemas de conducción pueden ser utilizados en cascadas o proyectos de cadena.

En algunas ocasiones, las condiciones naturales permiten utilizar la caída entre ríos diferentes o lagos de diferentes cuencas ubicados relativamente cerca. En este caso se realizan trasvases hacia el río o lago más bajo por medio de túneles o canales (Figura 2.2 - IV).

Anteriormente se comentó la utilización de la energía de los mares por medio de las centrales mareomotrices y cuyo esquema simplificado se muestra en la Figura (2.3- IV).

Es pertinente comentar acerca de las centrales hidroacumuladoras que cuentan con un embalse aguas arriba y un embalse o pondaje inmediatamente aguas abajo de la central hidroeléctrica, unidos por conductos y las turbinas que también pueden operar como bombas (Figura 2.3 - V). En los períodos en los cuales se presentan excesos de energía en el sistema eléctrico interconectado, las unidades de la central hidroacumuladora operan como bombas elevando el agua del pondaje inferior al embalse ubicado aguas arriba, utilizando la energía sobrante producida por otras centrales térmicas o hidroeléctricas. Así, el agua elevada a una altura (H) (altura dinámica), adquiere una energía potencial

considerable. En los períodos de mayor demanda de energía el agua acumulada en el embalse de aguas arriba se conduce aguas abajo para ser turbinada, produciendo así, una determinada cantidad de energía.

Hasta el momento las centrales hidroacumuladoras son los únicos acumuladores capaces de guardar energía en cantidades industriales.

En general, las centrales hidroacumuladoras consumen más energía al elevar el agua, operando como bomba que la produce, cuando operan como turbinas, pero economizan energía y combustible en las centrales térmicas que garantizan la operación de las bombas. Además, no se debe olvidar que en este caso se está utilizando una energía sobrante.

La relación entre la energía producida y la consumida se llama eficiencia de la central hidroacumuladora y su valor se encuentra entre 0,73 y 0,8.

Existe, además, un esquema mixto muy usado, según el cual parte de la caída de un río es concentrada por una presa (esquema de presa) y parte es creada por una conducción (esquema de conducción) (Figura 2.3 - III).

b. Principio de operación de una central hidroeléctrica

En estado natural la energía hidráulica en un determinado tramo de un río, disminuye rápidamente al moverse el agua de la sección A a la sección B, desgastándose a lo largo del curso. Después de crear una caída concentrada con una presa o con un esquema de conducción, la energía aguas arriba de la sección final B, es casi la misma que en la sección A y aguas abajo de la sección B es casi la misma que en estado natural (Figura 2.6).

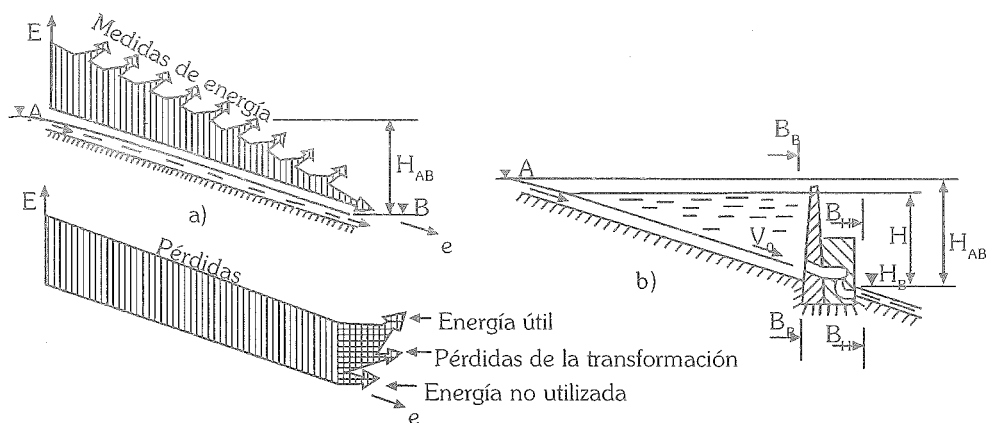


Figura 2.6 Variación de la energía de un río

- a) En estado natural
- b) En un embalse de una central.

La energía concentrada del río se transforma por medio de las unidades de generación de la central hidroeléctrica.

Una central hidroeléctrica (CHE) es el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas que, complementadas con el equipo electromecánico y en especial con las unidades de generación (turbina y generador), transforman la energía hidráulica en energía eléctrica, tal como se muestra en las (Figuras 2.7 y 2.8).

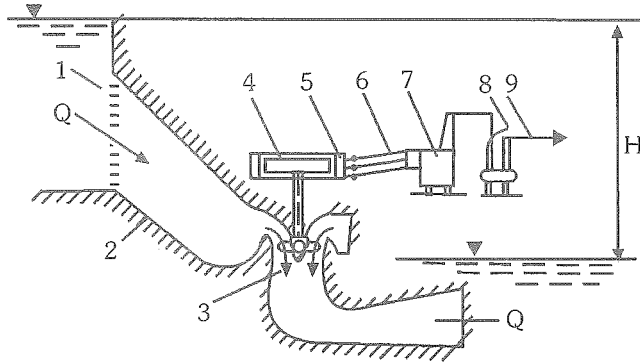


Figura 2.7 Esquema funcional de una central hidroeléctrica

- | | | |
|---------------|--------------------|-------------------------|
| 1. Captación | 4. Rotor generador | 7. Transformador |
| 2. Conducción | 5. Estator | 8. Patio de conexiones |
| 3. Turbina | 6. Bornes | 9. Línea de transmisión |

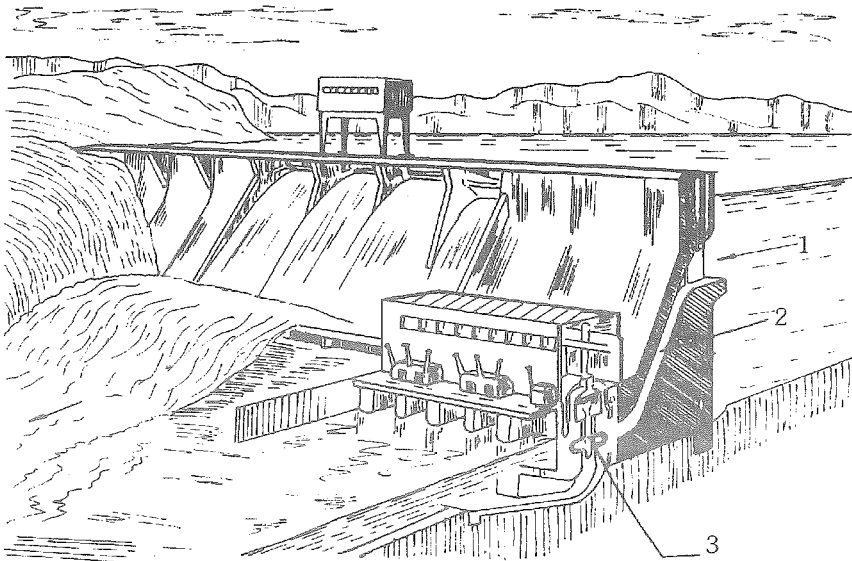


Figura 2.8 Funcionamiento de una central hidroeléctrica.

Aguas arriba el agua ingresa a la captación 1 y luego, por medio de la conducción 2, se la lleva a las turbinas 3. Al pasar por el rodete de la turbina y demás partes componentes, el agua produce energía y luego de ser turbinada es conducida aguas abajo de nuevo al río o hacia otra corriente. La turbina por medio de su eje hace girar el rotor del generador 4 y en su estator 5 se produce la corriente eléctrica. Esta corriente se transmite por medio de los bornes y las barras 6 al transformador 7, para luego ser conducida al patio de conexiones o a una subestación 8 y a alta tensión, es transportada a los consumidores por medio de las líneas de transmisión 9.

Una central hidroeléctrica utiliza la potencia (y la energía) de una corriente natural.

Como se sabe, la potencia de una corriente natural se expresa con la fórmula:

$$P = 9,81 \ Q \ H$$

Donde:

P es la potencia, en kW

Q es el caudal, en m³/s

H es la caída, en m

Sin embargo, el proceso de utilización de la energía o la potencia de una corriente natural por parte de una central hidroeléctrica, produce pérdidas en la turbina y en el generador, especialmente por rozamiento cuando estos giran, dando como resultado que no toda la potencia de una corriente natural puede ser aprovechada por la central.

Además de lo anterior, se producen pérdidas de energía de la corriente natural en la captación, en la conducción, en las compuertas, en las válvulas, en el tubo de succión o de aspiración, en el transformador y luego en la subestación. Las pérdidas en la captación, conducción, compuertas, válvulas y en el tubo de succión se consideran al calcular el valor de la caída, lo cual establece una diferencia entre la caída bruta o disponible y la caída neta o útil.

La potencia en el eje de la turbina debe considerar las pérdidas que se producen al transformar la energía cinética del agua en energía mecánica de rotación y se calcula teniendo en cuenta la caída neta y no la caída bruta, es decir:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta_T \quad (2.17)$$

Donde:

P es la potencia en el eje de la turbina kW

Q es el caudal turbinado m³/s

H_N es el valor de la caída neta o útil, m

η_T es el valor de la eficiencia de la turbina

Obviamente, la eficiencia de la turbina η_T, es la cantidad que expresa la magnitud de las pérdidas de energía en la turbina y es igual a la relación entre la energía en el eje de la turbina y la energía que posee el flujo al llegar a ésta.

La eficiencia de una turbina depende de su tipo, de su construcción, de sus dimensiones y varía al cambiar la carga, es decir, la caída y el caudal. En turbinas pequeñas con rodets de cerca de un metro de diámetro la eficiencia puede variar entre 0.85 y 0.91.

En turbinas de gran diámetros (hasta de 10 metros) la eficiencia varía entre 0,92 y 0,96.

En resumen, se tiene:

$$\begin{array}{ll} \text{Turbinas pequeñas} & \eta_T = 0,85 - 0,91 \\ \text{Turbinas grandes} & \eta_T = 0,92 - 0,96 \end{array}$$

La potencia de las unidades generadoras, en los bornes del generador, es menor que la potencia en el eje de la turbina, debido a las pérdidas que se producen en el proceso de convertir la energía mecánica de rotación en el eje, en energía eléctrica por parte del generador.

El valor de la potencia de las unidades en los bornes del generador, se calcula también con la caída neta o caída útil, con la fórmula:

$$P = 9,81 Q H_N \eta_T \eta_G \quad (2.18)$$

Donde:

P es la potencia en los bornes del generador kW

Q es el caudal turbinado m³/s

H_N es el valor de la caída neta o útil, m

η_T es el valor de la eficiencia de la turbina

η_G es el valor de la eficiencia del generador

La eficiencia del generador η_G , es la cantidad que expresa la magnitud de las pérdidas de energía en el generador y es igual a la relación entre la energía en los bornes del generador y la energía en el eje de la turbina.

La eficiencia del generador depende especialmente de su potencia y varía aproximadamente entre 0,95 y 0,98. Los valores máximos de generadores de diferentes potencias se pueden tomar así:

Generadores de baja potencia	=	0,95
Generadores de potencia media	=	0,965
Generadores de alta potencia	=	0,978
Generadores superpotentes	=	0,984

La potencia de una central hidroeléctrica es igual a la suma de las potencias de las unidades de generación instaladas en la central. Esta potencia se mide en los bornes de los generadores y con la caída neta o caída útil se consideran las pérdidas en la turbina y en el generador. De tal manera, la potencia de la central hidroeléctrica se calcula con la fórmula:

$$P = 9,81 \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (2.19)$$

Donde:

P es la potencia de la central hidroeléctrica (kW)

Q es el caudal turbinado en todas las unidades (m³/s)

H_N es el valor de la caída neta o caída útil (m)

η_T es el valor de la eficiencia de las turbinas

η_G es el valor de la eficiencia de los generadores.

De acuerdo especialmente a los niveles aguas arriba o niveles del embalse (si los hay), se pueden presentar diferentes caídas netas y diferentes potencias que para ciertos valores reciben nombres especiales, lo cual se estudiará más adelante.

Algunos autores, cuando se refieren a la potencia de una central hidroeléctrica consideran, además, las pérdidas en las barras, en los transformadores y en el patio de conexiones o subestación. Aquí se considera que los dos puntos de vista son igualmente válidos y se excluyen de cualquier tipo de discusión, pero se recomienda que cuando se cite la potencia de la central, se explique claramente si se toma en los bornes de los generadores o en la subestación, etc., lo cual, por lo demás, no representa ninguna dificultad.

2.1.4 Caída de una central hidroeléctrica

El esquema funcional hidráulico de una central hidroeléctrica se muestra en la (Figura 2.9). En la zona de aguas arriba, el agua es tomada en la estructura de captación y transportada a las turbinas por medio de la conducción hasta la

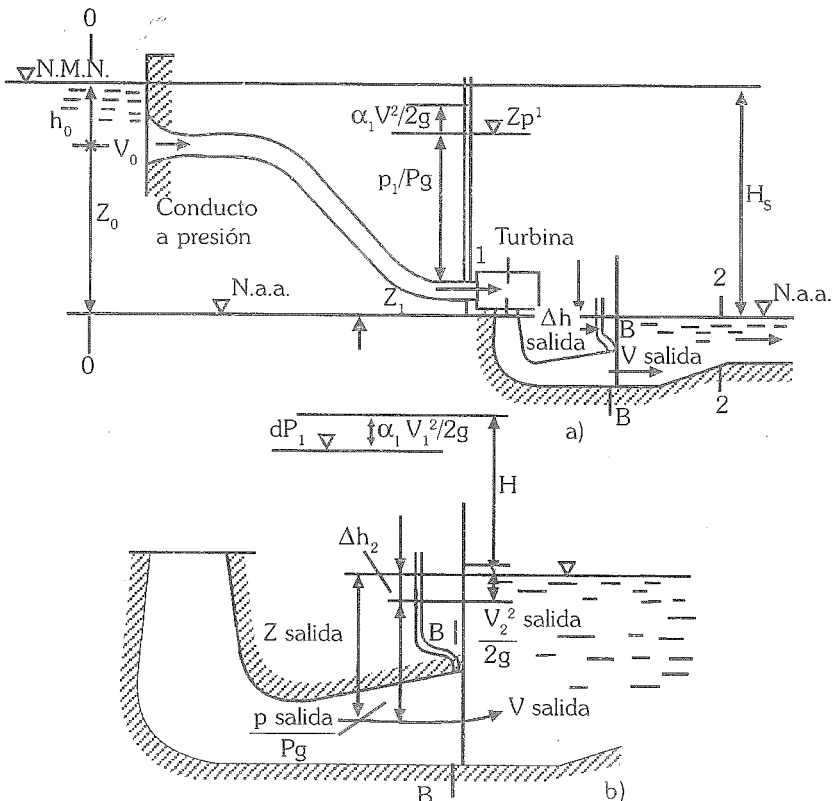


Figura 2.9 Esquema de una central con turbina reactiva.

sección 1 - 1 y después de ser turbinada se evacúa del tubo de succión o aspiración en la sección B - B hacia la zona de aguas abajo por medio de un canal o un conducto de fuga.

La diferencia entre los niveles de la lámina entre la zona de aguas arriba y la de aguas abajo se denomina caída estática de la central H_s , es decir:

$$H_s = Z_{AA} - Z_{aa} \quad (2.20)$$

La caída neta de la turbina es la misma caída de la central, denominada con la letra H_N y expresa la diferencia de energías específicas en la entrada a la turbina e_1 y a la salida de ésta e_2 . Es decir:

$$H_N = e_1 - e_2 \quad (2.21)$$

De acuerdo con la (Figura 2.9) y teniendo en cuenta la ecuación de Bernoulli se tiene que:

$$e_1 = \frac{p_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} \quad (2.22)$$

Donde:

v_1 es la velocidad media del flujo en la sección 1- 1. Para encontrar el valor $p_1/\rho g$ se aplica la ecuación de Bernoulli entre las secciones 0 - 0 en la zona aguas arriba y la sección 1- 1 en la entrada a la turbina (Figura 2.9) con una superficie de referencia coincidiendo con el nivel aguas abajo:

$$\frac{p_0}{\rho g} + Z_0 + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} = \frac{p_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + h_{\text{per}} \quad (2.23)$$

Donde:

$p_0/\rho g = h_0$

h_{per} son las pérdidas hidráulicas en la captación, en la conducción, en las válvulas y en el tubo de succión.

Considerando que:

$$h_0 + Z_0 = H_s \quad (2.24)$$

De la ecuación (2.23) se determina la altura piezométrica $p_1/\rho g$ (Figura 2.9):

$$\frac{p_1}{\rho g} = H_s - Z_1 + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} - \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - h_{\text{per}} \quad (2.25)$$

Si se toma la sección en la salida de la turbina a la zona de aguas abajo (sección 2 - 2), entonces la energía específica e_2 con respecto al nivel de aguas abajo estará constituida sólo por la carga de velocidad o cabeza de velocidad, así:

$$e_2 = \frac{\alpha_{aa} v_{aa}^2}{2g} \quad (2.26)$$

En consecuencia, la caída de la central hidroeléctrica de acuerdo con la ecuación (2.21) es:

$$H_N = H_S - h_{\text{per}} + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} - \frac{\alpha_{aa} v_{aa}^2}{2g} \quad (2.27)$$

Esta es la caída neta o útil de la central.

La caída bruta o disponible es la diferencia de energías específicas entre los niveles de aguas arriba y aguas abajo:

$$H_B = e_{AA} - e_{aa} \quad (2.28)$$

Es decir:

$$H_B = H_S + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} - \frac{\alpha_{aa} v_{aa}^2}{2g} \quad (2.29)$$

La caída bruta se diferencia de la caída neta en el valor de las pérdidas.

Si se tiene en cuenta que la diferencia entre las cabezas de velocidad en la ecuación (2.27) es bastante pequeña, bien puede ser despreciada y entonces se obtiene la expresión final que representa la caída neta de la central hidroeléctrica:

$$H_N = H_S - h_{\text{per}} \quad (2.30)$$

Esta fórmula es de gran utilización en todos los cálculos de generación de centrales hidroeléctricas.

Es importante tener presente que la cantidad h_{per} representa la suma de todas las pérdidas hidráulicas, es decir, las pérdidas en la captación (por entrada y por rejillas), en la conducción (por fricción y locales), en las válvulas y eventualmente en las compuertas y las pérdidas en el tubo de succión o aspiración.

En cálculos exactos, por ejemplo, cuando se chequea la potencia garantizada y la eficiencia de las turbinas, la caída se determina de acuerdo a normas internacionales. En este caso la energía de salida se toma en la sección al final

del tubo de aspiración (sección B - B de la Figura 2.9 b) y la presión está indicada en los piezómetros instalados tal como se muestra en la figura. Con frecuencia el nivel en estos piezómetros se encuentra por debajo del nivel aguas abajo en un valor Δh^2 (Figura 2.9 b). Este valor recibe el nombre de caída de recuperación y, como su nombre lo indica, es el resultado de la recuperación de parte de la energía cinética del agua a la salida del tubo de aspiración $\alpha_2 v_2^2 / 2g$:

$$e_2 = - \Delta h_2 + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} \quad (2.31)$$

Si en los cálculos se toman las condiciones más favorables, entonces $\alpha_2 = 1$ y la caída de la central se expresa con la fórmula:

$$H_N = H_S - h_{\text{per}} + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} + \Delta h_2 - \frac{v_2^2}{2g} \quad (2.32)$$

Si el nivel en los piezómetros de la sección B - B se encuentra por encima del nivel aguas abajo, entonces a la salida no se produce una recuperación sino pérdidas adicionales de energía; $\Delta h_2 < 0$ disminuye la caída.

Ejemplo:

Realizar la comparación de los valores de la caída con diferentes fórmulas para las siguientes condiciones:

$$H_S = 18 \text{ m}; v_0 = 0,2 \text{ m/s} \quad v_{aa} = 1,6 \text{ m/s};$$

$$v_2 = 2,8 \text{ m/s}; h_{\text{per}} = 0,6 \text{ m}; \Delta h_2 = 0,16 \text{ m}$$

(se toma $\alpha_0 = 1$ y $e_2 = 1$).

Solución:

De acuerdo con la fórmula (2.27):

$$H_N = 18 - 0,6 + \frac{0,2^2}{19,6} - \frac{1,6^2}{19,6} = 18 - 0,6 + 0,02 - 0,13 = 17,27 \text{ m}$$

$$\text{y de acuerdo con (2.30)} \quad H_N = 18,0 - 0,6 = 17,4 \text{ m}$$

$$\text{y de acuerdo con (2.32)} \quad H_N = 18,0 - 0,6 + \frac{0,2^2}{19,6} + 0,16 - \frac{2,8^2}{19,6}$$

$$= 18,0 - 0,6 + 0,002 + 0,16 - 0,4 = 17,16 \text{ m}$$

$\frac{p_1}{\rho g}$ es la energía de presión, parte de la energía potencial;

Z_1 es la energía de posición y también parte de la energía potencial del flujo.

Es importante tener en cuenta, especialmente al determinar el valor de la caída de una central hidroeléctrica, que existen turbinas que en su rodete utilizan un tipo de energía (de acuerdo a la ecuación anterior) y turbinas que utilizan otro tipo de energía.

En función del tipo de energía utilizada por una turbina éstas se dividen en dos clases:

- Turbinas activas
- Turbinas Reactivas

Todo el análisis anterior, realizado para determinar el valor de la caída de la central, se basó en esquemas correspondientes a turbinas reactivas (Figuras 2.9 y 2.10) que son aquellas que utilizan, por lo menos parcialmente, la energía del flujo, compuesta por los dos primeros elementos de la parte derecha de la ecuación (2.22), y además utilizan parte de la energía cinética, es decir, parte del tercer elemento de la ecuación (2.22)

Esto quiere decir que en este tipo de turbinas la energía potencial del flujo ($\frac{p_1}{\rho g} + Z_1$) al entrar al rodete de la turbina es mayor que la energía potencial al salir de éste ($\frac{p_2}{\rho g} + Z_2$): es decir:

$$\frac{p_1}{\rho g} + Z_1 > \frac{p_2}{\rho g} + Z_2 \quad (2.33)$$

Esto se puede ver fácilmente en las (Figuras 2.9 y 2.10).

Las turbinas activas utilizan solamente la energía cinética del flujo, es decir, el tercer miembro de la parte derecha de la ecuación (2.22). (Figura 2.11c).

Esto quiere decir que en este tipo de turbinas la energía potencial del flujo ($\frac{p_1}{\rho g} + Z_1$) al entrar al rodete de la turbina es igual a la energía potencial al salir de éste ($\frac{p_2}{\rho g} + Z_2$); es decir (Figura 2.11c.):

$$\frac{p_1}{\rho g} + Z_1 = \frac{p_2}{\rho g} + Z_2 \quad (2.34)$$

Las principales turbinas reactivas son las turbinas Francis (Figura 2.12) y las turbinas Kaplan (Figura 2.13) que, además de lo anteriormente anotado, se caracterizan porque sus rodetes se encuentran completamente sumergidos dentro del flujo y el caudal, después de ser turbinado, se extrae por medio de un tubo de succión o aspiración generalmente de forma cónica, hacia la zona de aguas abajo. En las (Figuras 2.12 y 2.13) se pueden apreciar esquemas de turbinas reactivas y sus partes sumergidas.

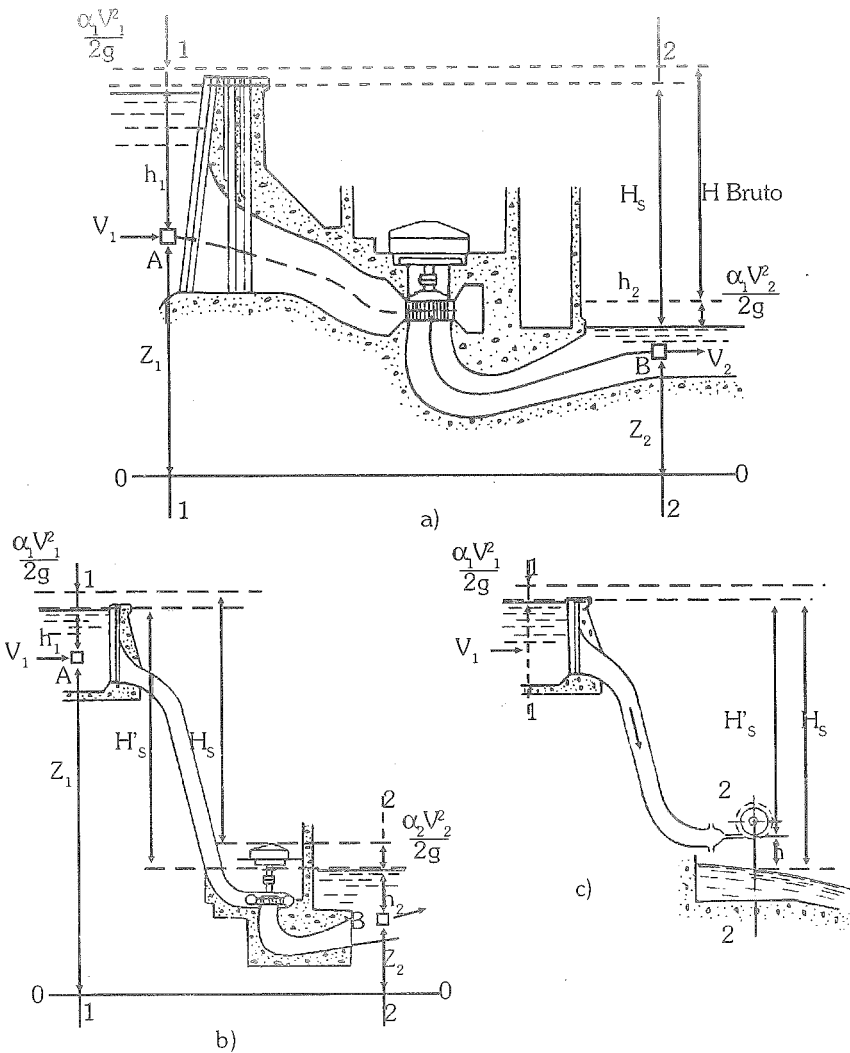


Figura 2.11 Determinación de las caídas en centrales hidroeléctricas

- a) Central de río.
- b) Central de conducción con turbinas reactivas.
- c) Central con turbinas Pelton (turbina activa).

Por su parte, el principal tipo de turbinas activas es la turbina Pelton cuyo rodete consiste en una rueda provista en la periferia de cangilones, que son una especie de cucharones metálicos dobles, tal como se puede apreciar en la figura (2.14). En este caso el rodete se encuentra ubicado por encima del nivel de aguas abajo, de tal manera que el agua no impida que gire libremente. Como se ve en la figura (2.14) el agua, después de ser captada y transportada por las obras de conducción, sale por una tobera o chiflón con una determinada energía cinética y pega contra los cangilones haciendo girar el rodete de la turbina.

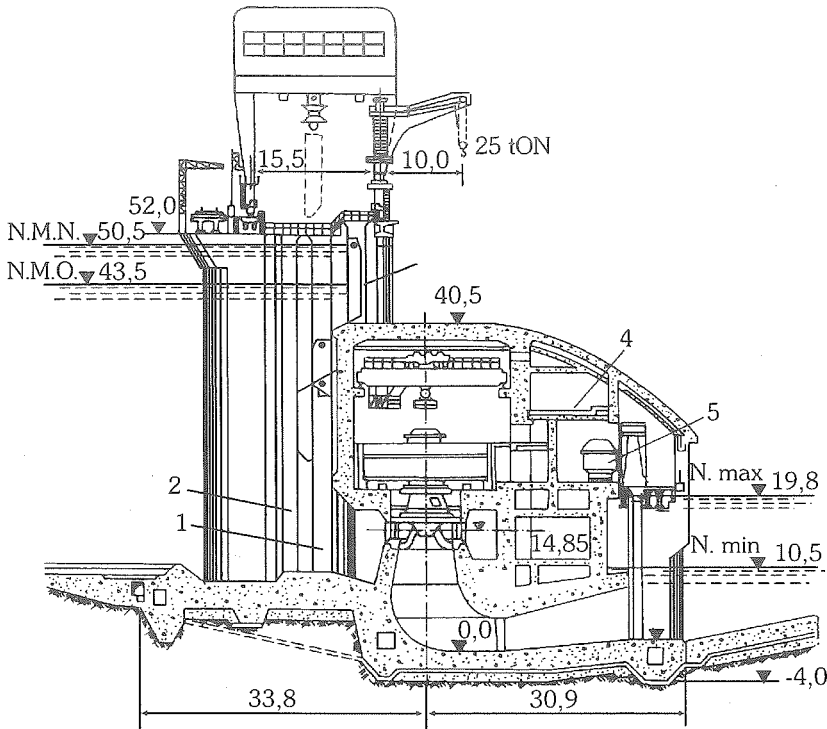


Figura 2.12 Central hidroeléctrica con turbina Francis.

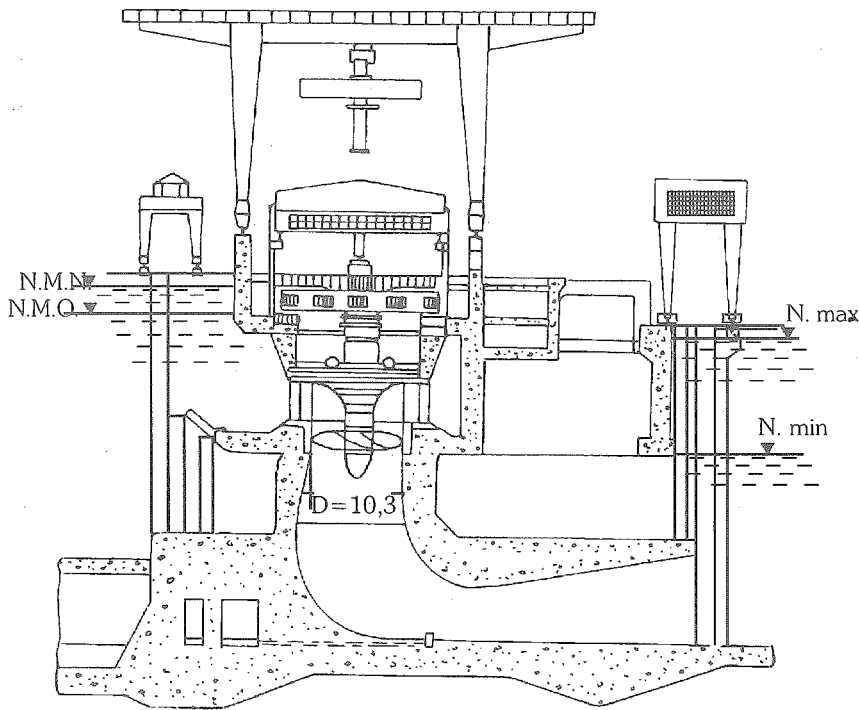


Figura 2.13 Central hidroeléctrica con turbina Kaplan.

Para establecer la relación del grado de utilización entre la energía potencial y la energía cinética del flujo en el rodete de la turbina y para clasificar las turbinas, se introduce el concepto de coeficiente de reactividad K_R el cual caracteriza la relación entre la energía potencial específica utilizada en el rodete y la caída neta.

$$K_R = \frac{\frac{p_1 - p_2}{\rho g} + Z_1 - Z_2}{H_N} \quad (2.35)$$

En una turbina netamente reactiva $v_1 = v_2$ y $p_1 > p_2$ y por tanto $K_R = 1$.

En turbinas activas $K_R = 0$ ya que $v_1 \gg v_2$ y $p_1 = p_2$.

Mientras mayor sea la reactividad de una turbina mayor será la parte de energía de presión utilizada en el rodete. El valor del coeficiente de reactividad para diferentes tipos de turbinas reactivas, en función de su velocidad de giro (velocidad angular), varía entre 0,5 y 1.

La caída neta de una central hidroeléctrica se determina en forma diferente en función del tipo de turbinas instaladas en la central: activas o reactivas.

La caída en turbinas reactivas

(Figuras 2.9 y 2.10). La caída neta es igual a la diferencia de alturas entre el nivel de aguas arriba y el de aguas abajo (caída estática) menos el total de pérdidas hidráulicas producidas al conducir el agua entre estos dos niveles.

De tal manera, para determinar la caída neta en turbinas reactivas basta con medir la distancia vertical entre el nivel de aguas arriba y el de aguas abajo y a este valor restarle todas las pérdidas hidráulicas (en la captación por entrada y por rejillas, en la conducción por fricción y por condiciones locales, en las válvulas y en los tubos de aspiración) (Figura 2.9):

$$H_N = H_S - h_{\text{per}} \quad (2.36)$$

2. La caída en turbinas activas

(Figuras 2.11C y 2.14). El rodete y, por lo tanto, la tobera o chiflón, se encuentran sobre el nivel de aguas abajo a una altura h , lo cual representa una pérdida de caída igual a este valor.

Por lo anterior, para determinar la caída neta en turbinas activas se debe medir la distancia vertical entre el nivel de aguas arriba y el centro de la sección de salida de la tobera de la turbina y a este valor restarle todas las pérdidas hidráulicas (en la captación por la entrada y por rejillas, en la conducción por fricción y por condiciones locales y en las válvulas) (En este caso no existen tubos de aspiración). (Figuras 2.11c y 2.14)

$$H_N = (H_S - h) - h_{\text{per}} \quad (2.37)$$

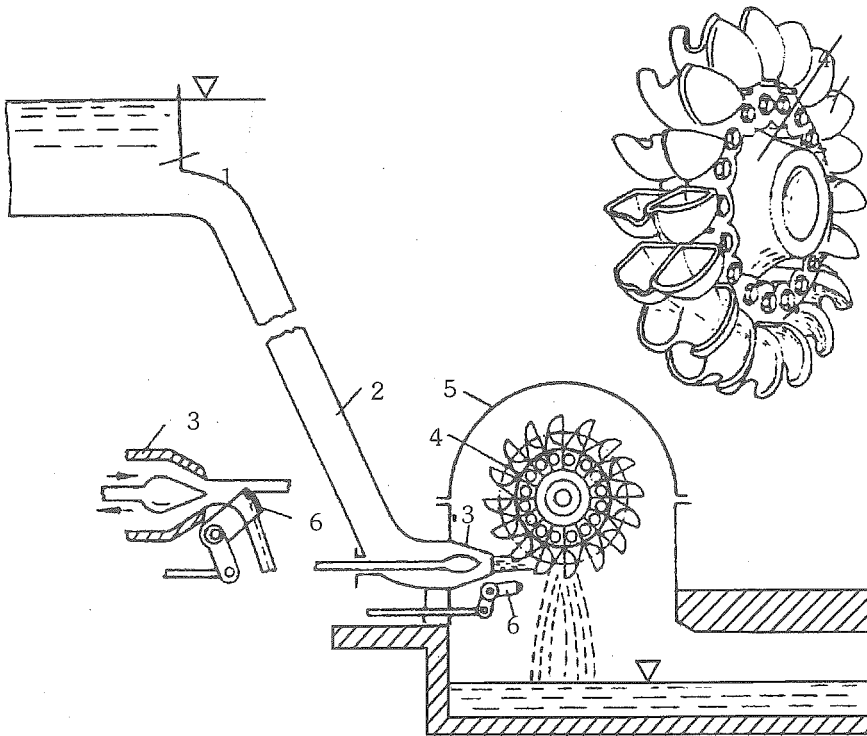


Figura 2.14 esquema de una turbina Pelton

1. Embalse
2. Conducción
3. Tobera
4. Rodete
5. Carcasa
6. Deflector
7. Cangilones

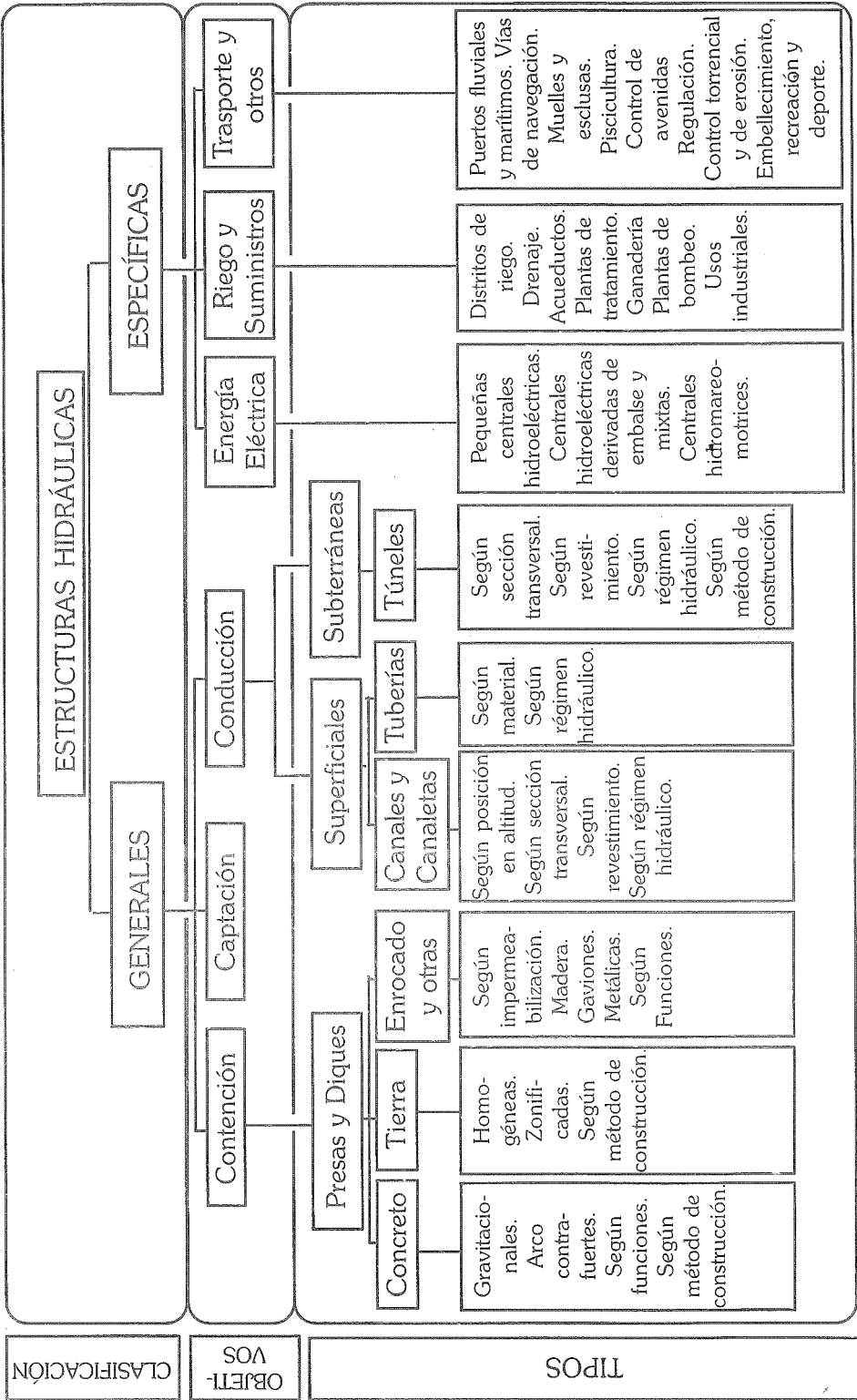
2.2 CONJUNTO DE OBRAS EN LOS PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Tal como se muestra en el cuadro 2.1, las centrales hidroeléctricas son una parte de las estructuras hidráulicas clasificadas dentro de las estructuras específicas y que están dedicadas a realizar un aprovechamiento bastante concreto o específico de los recursos hídricos como es la generación de energía eléctrica.

Ya se dijo que en las centrales hidroeléctricas, si se sigue la dirección del flujo, las obras se agrupan en obras de regulación, captación, de conducción y de generación. Sin embargo, se pueden realizar otras clasificaciones desde otros puntos de vista.

De acuerdo con su vida útil y a su importancia, las obras pueden ser:

- Permanentes,
- Temporales
- Auxiliares.



Cuadro 2.1 Clasificación de las estructuras hidráulicas

2.2.1 Obras permanentes

Son aquellas que están destinadas a ser utilizadas durante toda la vida útil del proyecto que, a propósito, se toma generalmente entre 50 y 75 años. Comprende las obras más importantes tanto por la función que realizan como por su costo y magnitud.

Las obras permanentes pueden ser principales o secundarias.

a) Obras principales

Son aquellas obras permanentes de mayor importancia, especialmente por sus funciones y teniendo en cuenta que cualquier falla o daño en este tipo de estructuras produce la suspensión de la operación de todo el proyecto con sus correspondientes consecuencias.

En forma abreviada, estas obras son:

- *Estructuras de contención o presas*: son cortinas que se construyen en las corrientes naturales, produciendo la interrupción del flujo y una elevación importante de la lámina en la zona de aguas arriba, facilitando la regulación del río por medio del embalse creado y el adecuado manejo del recurso hídrico;
- *Estructuras de vertimiento o de evacuación*: están destinadas a extraer los excesos de agua que se producen durante las crecientes de los ríos y que no son aprovechados por la central, evitando así, desbordamientos inaceptables sobre la presa u otras estructuras. Estas estructuras constituyen una especie de seguro de vida de todo el proyecto.
- *Estructuras de captación*: son aquellas que permiten tomar el agua en forma permanente y segura, con el mínimo de pérdidas y en las mejores condiciones de velocidad y de limpieza.
- *Estructuras de conducción*: están compuestas por conductos cerrados o abiertos. En el primer caso se pueden utilizar túneles y tuberías de carga subterránea o superficial que trabajan a presión o a flujo libre, en el segundo caso, lo común es utilizar canales. Estas estructuras transportan el agua hasta las turbinas instaladas en la casa de máquinas.
- *Estructuras de generación*: son las obras y equipos electromecánicos de carácter específico destinados directamente a la producción de energía eléctrica. Están compuestas por la casa de máquinas, las turbinas y generadores, válvulas, transformadores y demás instalaciones auxiliares. Además, se incluyen las obras de evacuación del caudal turbinado como los canales o túneles de fuga, etc.

b) *Obras secundarias*: las obras secundarias no son decisivas ni relevantes desde el punto de vista de generación de energía eléctrica y se entiende que su falla o daño no implica la suspensión de la operación del proyecto hidroeléctrico. Con todo, son necesarias para el buen funcionamiento de todo el conjunto o indispensables en otro tipo de actividades.

En un proyecto de generación existen estructuras que por cumplir otras funciones se agrupan, convencionalmente, como secundarias y éstas se pueden resumir así:

- *Esclusas para barcos*: se construyen en ríos navegables cuando la construcción de una presa implica la interrupción de la navegación. Estas estructuras comunican convenientemente las zonas de aguas arriba y aguas abajo haciendo posible el transporte fluvial.
- *Esclusas para troncos*: permiten el transporte de madera a lo largo de los ríos, lo cual es práctica común para extraer este material de las zonas productoras en forma económica.
- *Esclusas para peces*: están destinadas a facilitar el paso de los peces durante sus migraciones en los ríos de vida acuática con cierta importancia.
- *Vías de comunicación*: sirven para facilitar el transporte entre las diferentes obras del proyecto que, en ocasiones, suelen estar considerablemente alejadas entre sí o para comunicar el proyecto con el exterior.

Además de las anteriores, existen algunas estructuras que pueden considerarse secundarias ya que su daño no ocasiona consecuencias graves, desde el punto de vista de la operación total del proyecto, tales como ciertas compuertas, muros de contención, algunos puentes, etc.

2.2.2 Obras temporales

Son las que se utilizan principalmente durante el periodo de construcción de las obras principales del proyecto, aunque muchas de ellas pueden seguir siendo útiles en el futuro, lo cual las hace más rentables y económicas. Estas obras se pueden dividir en dos grupos:

Estructuras que garantizan el adecuado manejo del río durante el periodo de construcción o desviación del río y el aislamiento del sitio de las obras principales, pontones, etc.

Obras en construcción, como talleres de todo tipo, fábricas de cemento o mezcladoras, silos, campamentos de todo tipo, etc.

Los túneles de desviación generalmente se usan durante la operación del proyecto en las descargas de fondo o de caudales sanitarios. Algunos campamentos se convierten en centros de recreación o de dirección.

2.2.3 Obras auxiliares

O complementarias, sirven para garantizar el normal funcionamiento del proyecto y para crear las facilidades y comodidades necesarias en el trabajo de todo el personal y sus familias. Incluyen edificaciones para vivienda y centros administrativos y comerciales, talleres, vías de comunicación, acueductos, alcantarillados, etc.

2.3 ALTERNATIVAS PARA UBICAR LA CASA DE MÁQUINAS EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Al estudiar las formas de crear una caída concentrada en una corriente natural, se vio que es posible utilizar un esquema de pie de presa, un esquema de conducción y un esquema mixto. Ahora bien, teniendo en cuenta estos posibles esquemas, de acuerdo a las condiciones topográficas, geológicas, hidrológicas y de aprovechamiento integral de una determinada cuenca o de una determinada corriente, la casa de máquinas se puede ubicar en diferentes sitios y de diferentes maneras.

Al diseñar una central hidroeléctrica y al ubicar la casa de máquinas, se deben tener en cuenta las siguientes alternativas.

2.3.1 Casas de máquinas fluviales

Esta casa de máquinas hace parte del cuerpo de la presa y por lo tanto, además de cumplir sus propias funciones, se convierten en estructuras de contención ayudando a elevar el nivel aguas arriba y creando un embalse junto a la presa propiamente dicha. Obviamente, soportan la presión hidrostática del agua retenida (Figura 2.15). La casa de máquinas debe ser estable al deslizamiento, volcamiento, etc. Este tipo de casa de máquinas se construye generalmente en ríos de llanura y con alturas de hasta 30 y 40 metros. Esta altura está determinada por las necesidades de carga o caída o por los volúmenes del embalse creado y el área inundada por éste.

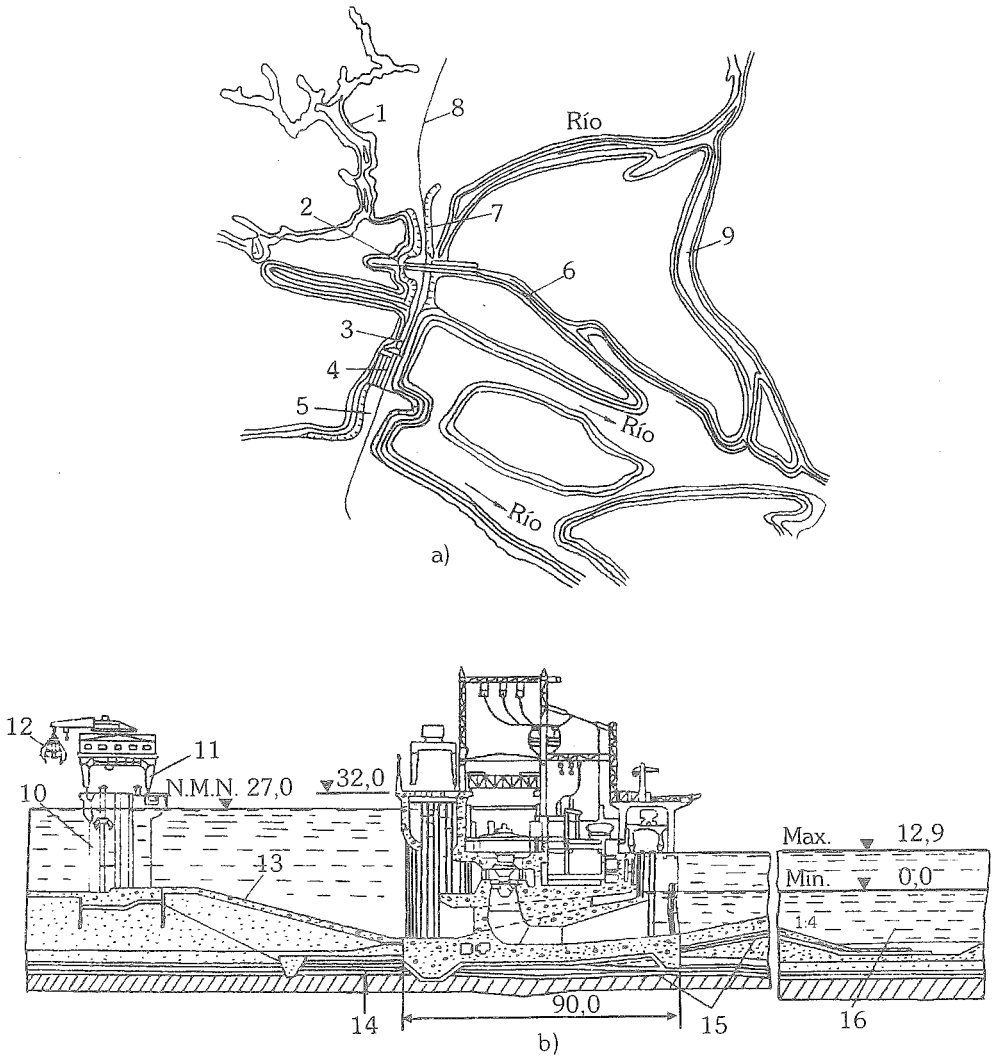
Como se ve en la (Figura 2.16), en muchos casos las casas de máquinas fluviales incluyen además en su parte superior el vertedero, lo cual excluye la necesidad de diseñar y construir presas vertederas de concreto.

En proyectos con casas de máquinas fluviales sobre ríos de llanura caudalosos, el manejo del río durante la construcción o su desviación influyen considerablemente en la composición general de las obras de la central, ubicando la casa de máquinas en la orilla, en la banca o en el propio cauce principal del río, en la siguiente forma:

a. *Composición de orilla*

De acuerdo a esta composición, las estructuras de concreto fundamentales, como la casa de máquinas, la presa vertedera y las esclusas (si las hay) se construyen en una orilla, constituyendo una composición unilateral (Figura 2.17 esquema I) o distribuidas en ambas orillas dando lugar a una composición bilateral, por ejemplo, ubicando la casa de máquinas y el vertedero en una margen y la esclusa en la otra.

La ventaja de la composición de orilla desde el punto de vista del manejo del río durante la construcción, es la disminución de la altura y la longitud de las ataguías que protegen las obras. Si se ubican las obras en una margen seca o no inundable entonces, además, desaparece la necesidad de tales ataguías. En una composición de este tipo de construcción de las estructuras de concreto, no



- | | |
|------------------------|---------------------------------|
| 1. Puerto | 9. Canal |
| 2. Esclusas | 10. Rejillas |
| 3. Presa vertedera | 11. Grúa de portal |
| 4. Casa de máquinas | 12. Greifer |
| 5. Presa de tierra | 13. Losa de concreto |
| 6. Canal de navegación | 14. Losas de impermeabilización |
| 7. Presa de tierra | 15. Drenaje |
| 8. Carrilera | 16. Tanque disipador |

Figura 2.15 Central de río

- a) Planta
 b) Casa de máquinas

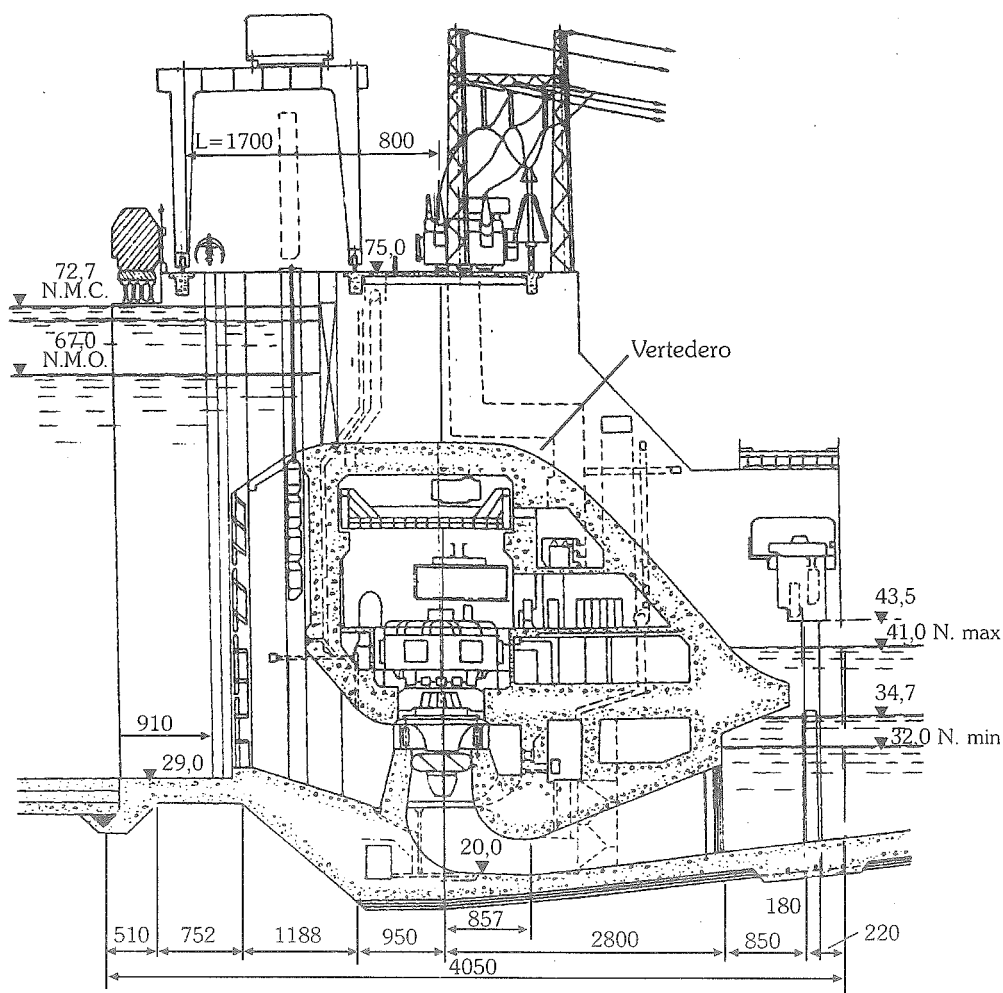


Figura 2.16 Casa de máquinas fluvial con vertedero

depende del régimen hidrológico del río hasta la última etapa de construcción, cuando el cauce es cerrado por la presa no vertedera y se inicia la evacuación de los caudales a través de las estructuras de concreto que para esta época ya deben de estar prácticamente terminadas.

La desventaja de este tipo de desarrollo consiste en que requiere generalmente de grandes trabajos y volúmenes de excavación en el sitio de las futuras obras y en los canales de aducción y de entrega o transición.

b. Composición de banca

En este caso las estructuras principales se ubican en la banca del río (Figura 2.17, esquema II). Durante la construcción, el sitio de las futuras obras se cierra con ataguías transversales y longitudinales. La evacuación de las crecientes del río durante la construcción se realiza a lo largo del mismo cauce del río.

Así, el volumen de excavaciones es menor que en otras soluciones, pero las ataguías que se deben construir son más altas y posiblemente más largas.

La ubicación de las estructuras de concreto, fundamentales en el mismo sitio, permite manejar en forma más racional las mezcladoras o las fábricas de concreto, etc., en un sitio cercano a ellas disminuyendo los costos de transporte, las pérdidas, etc.

c. Composición de río o de cauce

Esta composición se adopta generalmente en ríos bastante anchos y con laderas más o menos escarpadas (Figura 2.17 esquema III). Las estructuras de concreto ocupan todo o gran parte del cauce principal, pero a diferencia de los anteriores esquemas, su construcción no se realiza en forma simultánea si no por etapas. Para esto, el sitio de las futuras obras debe ser rodeado con altas ataguías calculadas para la creciente de diseño durante la construcción, de tal manera que ésta pase por la parte restringida del río, lo cual siempre está acompañado de grandes dificultades.

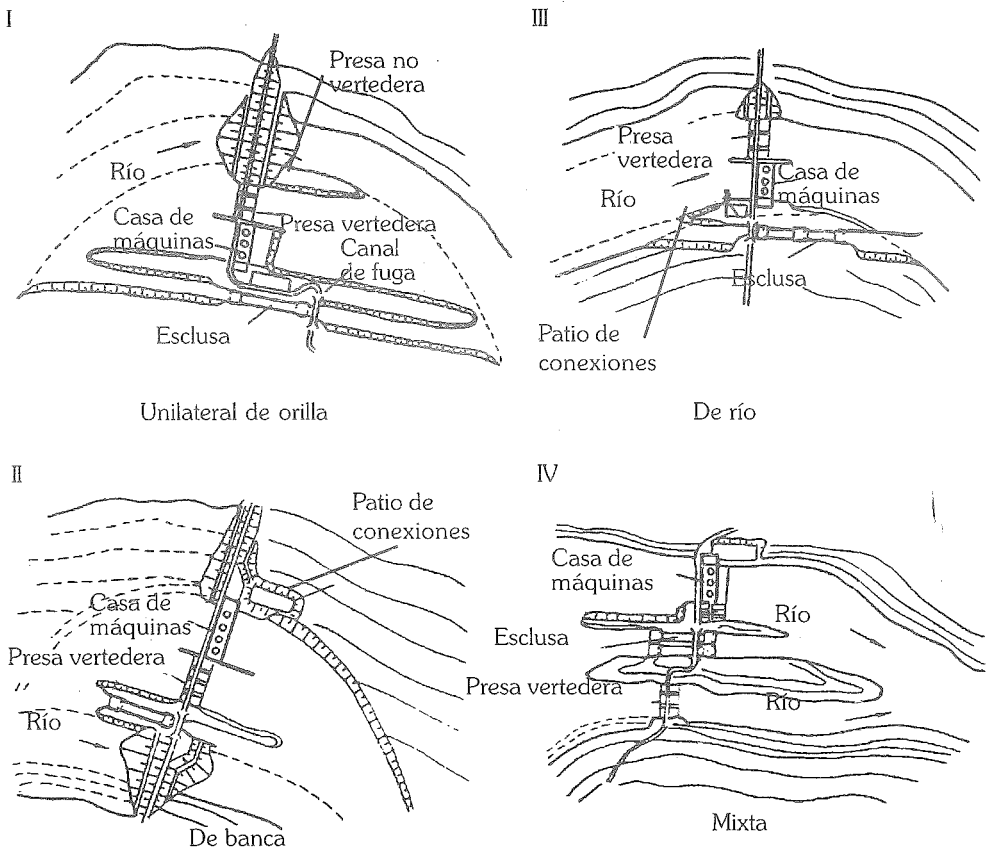


Figura 2.17 Alternativas de composición de centrales de río.

d. *Composición mixta*

Se trata de una solución intermedia entre la composición de orilla y la composición de río. Las estructuras de concreto fundamentales se ubican en la orilla o en la banca y parcialmente en el cauce principal o pueden ocupar todo el cauce principal y parte de la banca.

En la composición presentada en la (Figura 2.17, esquema IV), la casa de máquinas ocupa parte del cauce principal, el vertedero ocupa un brazo y la esclusa se encuentra en una isla. Esta composición no es muy racional desde el punto de vista de la organización de la construcción y del manejo del río ya que las estructuras de concreto se encuentran en diferentes sitios. Además, la ubicación de la esclusa entre el vertedero y la casa de máquinas en algunos casos dificulta el acceso de los barcos a la esclusa, especialmente en la zona de aguas abajo cuando por el vertedero está pasando la creciente.

En cada caso concreto la selección de la mejor composición se determina de acuerdo al mínimo volumen de trabajos y costos totales del proyecto y asimilándose a las condiciones naturales.

El patio de conexiones o la subestación se debe encontrar en un sitio cercano a la casa de máquinas y en la orilla más cercana a las líneas de transmisión. Puede suceder que se construyan varios patios de conexiones o subestaciones.

Es bueno anotar aquí que en una de las conclusiones del estudio del sector de energía eléctrica ESEE se dice que, un gran porcentaje de los proyectos inventariados están compuestos por proyectos de pie de presa y de tipo fluvial, en los cuales el país no ha tenido ninguna experiencia; por lo tanto, en el desarrollo futuro del sector eléctrico, este tipo de proyectos deberá recibir atención especial, y la ingeniería, en las universidades y en las firmas consultoras, deberá tener alguna orientación en este sentido.

2.3.2 Casas de máquinas pie de presa

Las casas de máquinas de pie de presa se construyen utilizando caídas desde unos 30 hasta 300 metros. El límite superior, obviamente está controlado por la altura de la presa.

La característica principal de estas casas de máquinas consiste en que se encuentran ubicadas al pie o muy cerca de la presa o a un lado de ella pero no soportan la carga hidrostática del agua retenida por la estructura de contención (Figuras 2.18 y 2.19).

En este caso, el tipo de esquema o de composición depende en alto grado del tipo de presa ya que en función de su altura y de sus dimensiones en planta, se determina la longitud de los conductos a presión y la composición misma de la casa de máquinas. Los conductos o tubería de carga pueden estar embebidos en el cuerpo de la presa, cerca a su muro anterior o posterior, tal como se muestra en la (Figura 2.20 a).

Dentro de las casas de máquinas pie de presa se pueden incluir las llamadas centrales o casas de máquinas embebidas, que como su nombre lo indica,

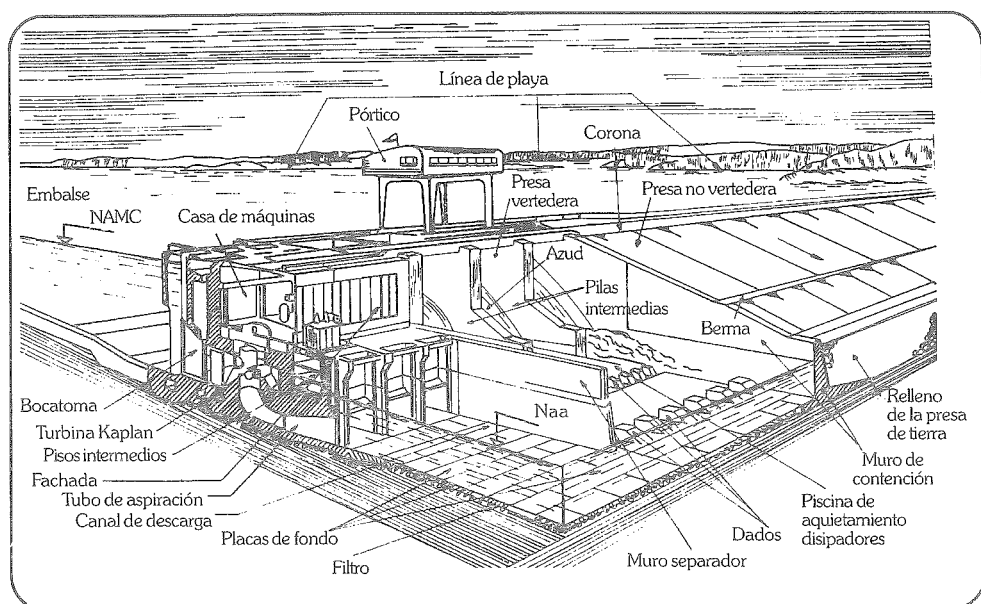


Figura 2.18 Central con casa de máquinas incorporada a la presa.

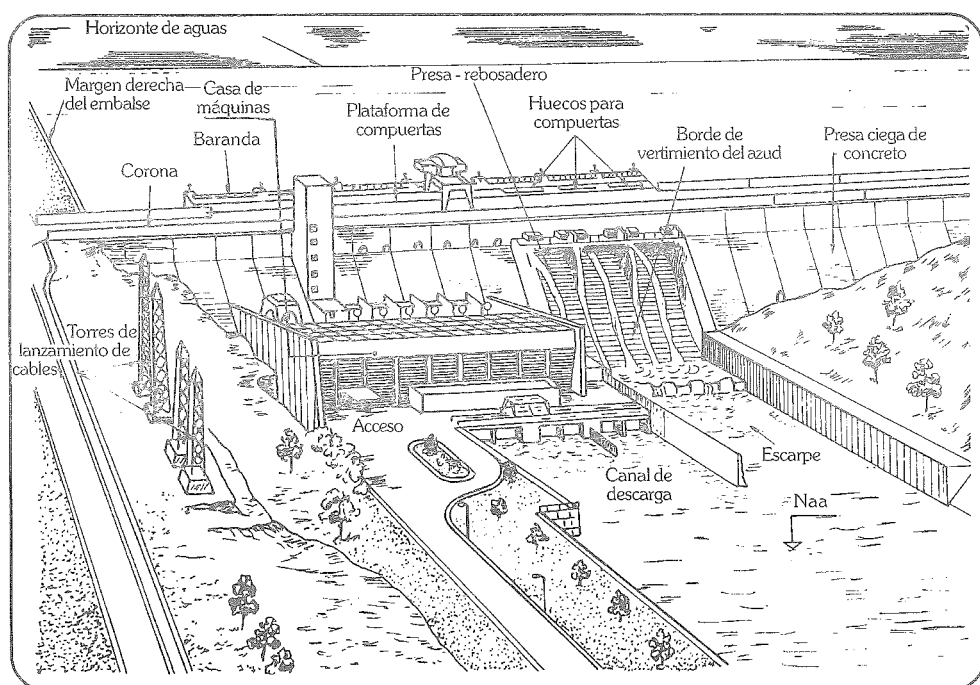


Figura 2.19 Central con casa de máquinas pie de presa

se encuentran dentro del cuerpo de una presa de concreto gravedad, tal como se muestra en la (Figura 2.20 b). Esta solución es posible sólo para cierta relación entre la altura de la presa y las dimensiones de las unidades de generación. La construcción de una bóveda dentro del cuerpo de la presa disminuye el volumen de concreto, pero complica sustancialmente el estado de esfuerzos de la estructura.

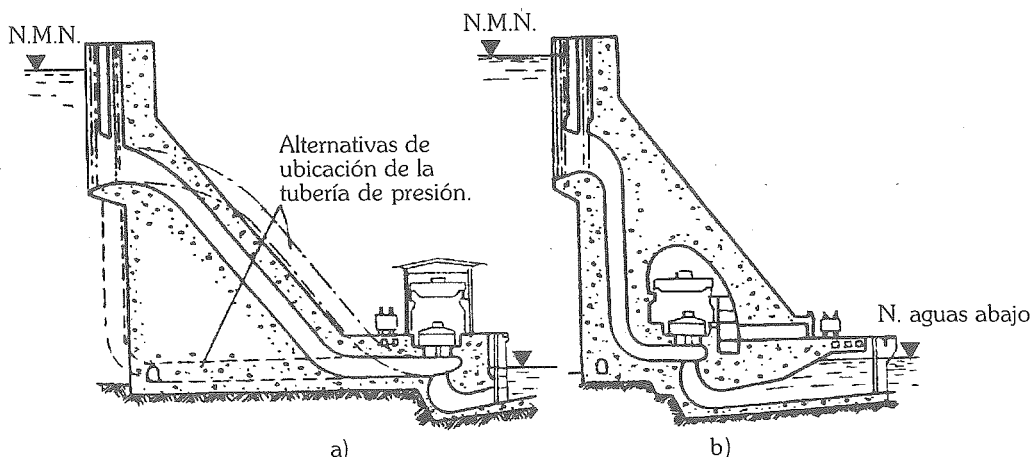


Figura 2.20 Alternativas de ubicación de la tubería de presión

a) en central pie de presa

b) en central embebida

En la (Figura 2.21) se presentan diferentes esquemas de ubicación de la casa de máquinas con respecto a una presa de tierra o de enrocado.

El esquema I corresponde a la alternativa más utilizada, en donde la casa de máquinas se encuentra aguas abajo de la presa. La captación está situada en el embalse y la tubería metálica de conducción se traza bajo la presa y dentro de una galería de concreto o *box-culvert*.

En el esquema II se muestra una casa de máquinas dentro del cuerpo de la presa, embebida en un macizo de concreto, sobre el cual se apoya el núcleo de la presa. La captación se encuentra en una margen y el tubo de succión conduce a un túnel de fuga a flujo libre que fueron utilizados para evacuar las crecientes durante el periodo de construcción de las obras.

El esquema III es un ejemplo de combinación de la casa de máquinas con un vertedero de tipo *Morning Glory*, ubicados dentro de la torre de concreto, en un sitio apropiado del embalse. El agua turbinada y la evacuada por el vertedero se extrae por medio de un *box-culvert* que trabaja a presión y ubicado bajo la presa. Este conducto fue también utilizado para evacuar las crecientes durante la construcción de las obras.

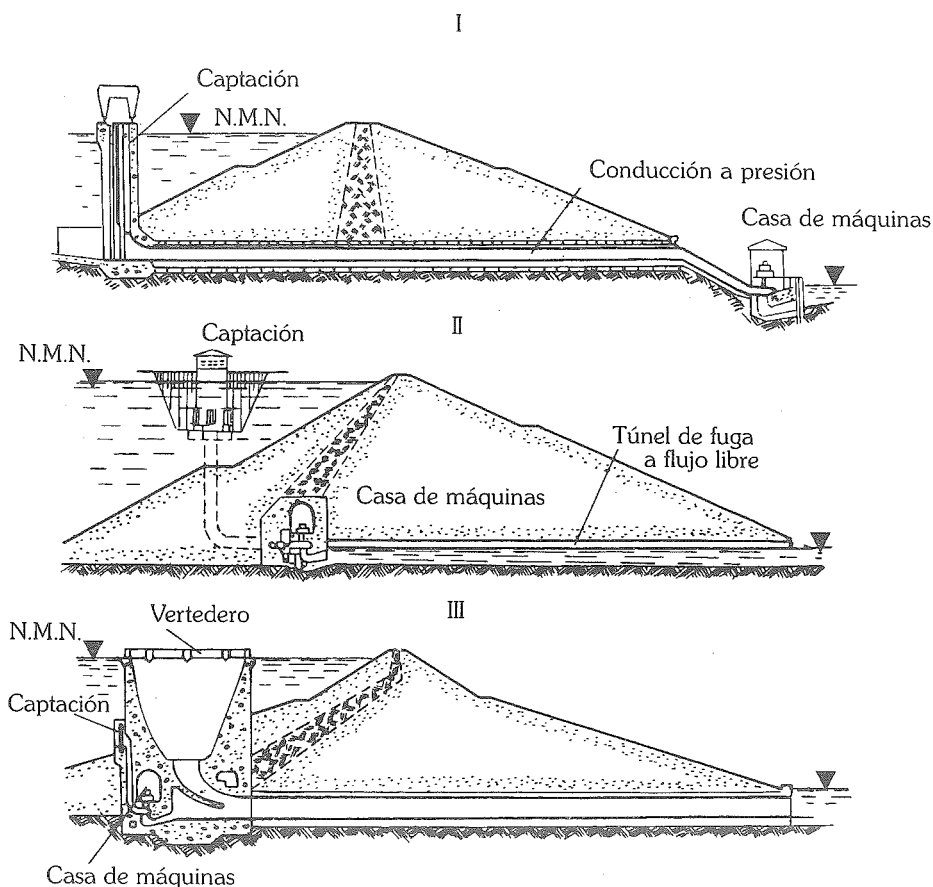


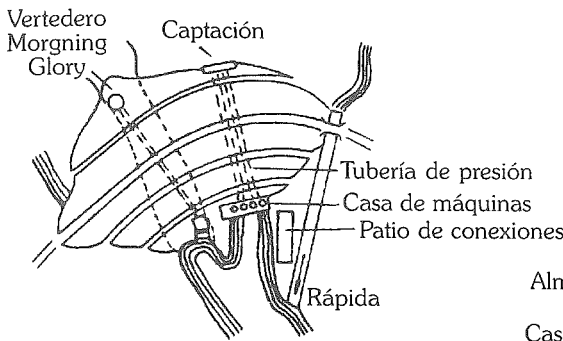
Figura 2.21 Posibles alternativas de ubicación de la casa de máquinas con respecto a presas de tierra o enrocado.

La Figura 2.22 muestra esquemas de composición de centrales con presas de tierra o enrocado y con casas de máquinas pie de presa.

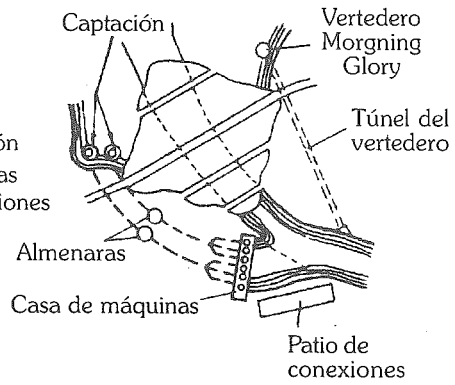
En el esquema I la captación es del tipo *Morning Glory* y, obviamente se encuentra en el embalse (ver también Figura 2.21, I). Los conductos de carga se encuentran dentro de un *box-culvert* construido bajo la presa. También bajo la presa, se ubican los conductos de descarga de fondo para desocupar el embalse en caso de necesidad los que durante la construcción sirvieron para la desviación del río. Para la evacuación de las crecientes durante operación se construye un vertedero de captación superficial y ubicado en una de las laderas, cerca a la presa. Este esquema puede ser usado cuando las laderas están compuestas de rocas relativamente débiles.

En el esquema II la casa de máquinas se encuentra en el fondo de una excavación en una margen del río, formando cierto ángulo con el eje de la presa. La conducción del agua se realiza por medio de unos túneles de carga a partir

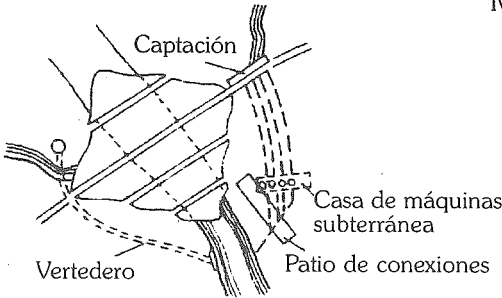
I



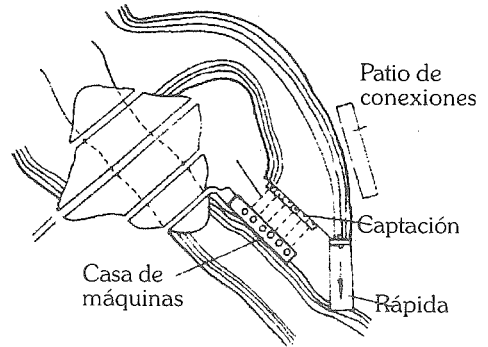
II



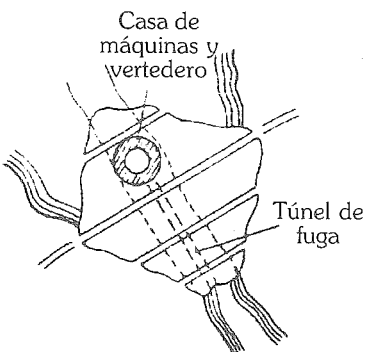
III



IV



V



VI

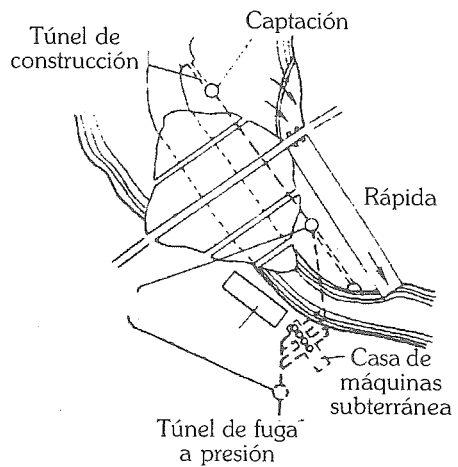


Figura 2.22 Composición con presas de tierra y casas de máquinas pie de presa.

de una toma en la ladera. Al llegar a la casa de máquinas el túnel se divide en varias tuberías de carga de acuerdo al número de turbinas instaladas.

Es importante tener en cuenta que si en este caso la longitud de la conducción resulta considerable, se hace necesaria la construcción de almenaras en forma de pozos embebidos en la roca. La evacuación de los caudales durante la construcción se realiza a través de los túneles de la orilla opuesta, que luego son utilizados como estructuras vertederas. De acuerdo a este esquema se construyó la central hidroeléctrica de Nurek en Asia Central para producir 2.700 MW como se muestra en las (Figuras 2.23 y 2.24).

El esquema III contempla la construcción de una casa de máquinas subterránea. Los conductos de carga son individuales. El patio de conexiones es superficial y ubicado sobre la casa de máquinas. El vertedero está compuesto por un túnel que opera a presión (Figura 2.22).

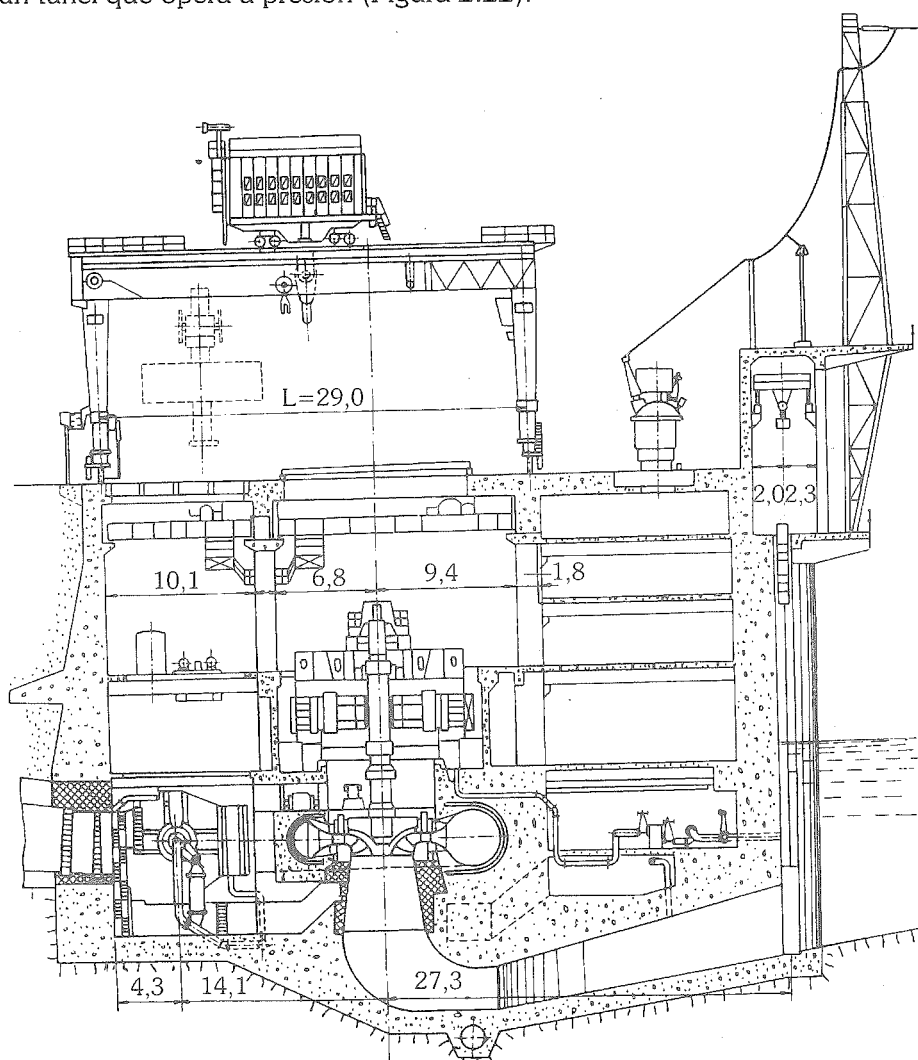
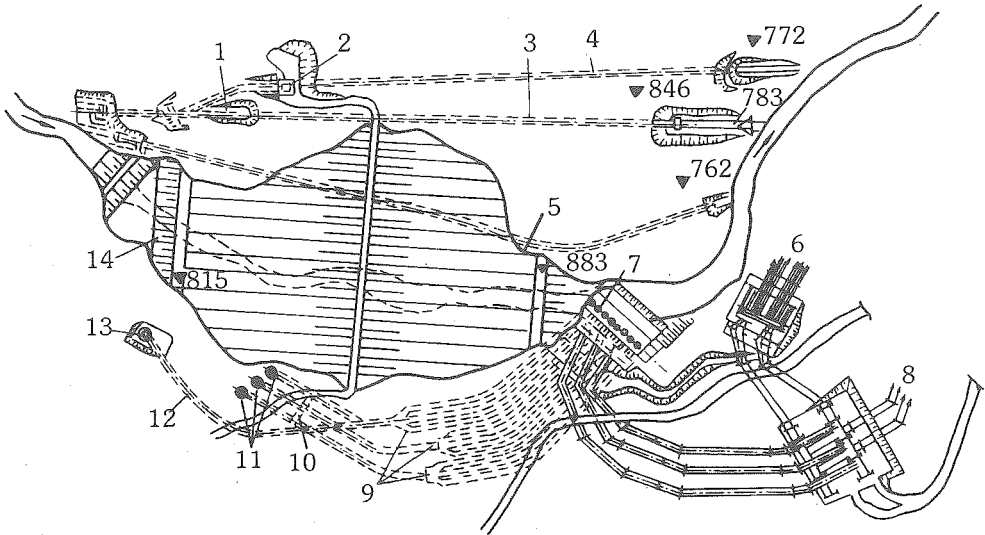
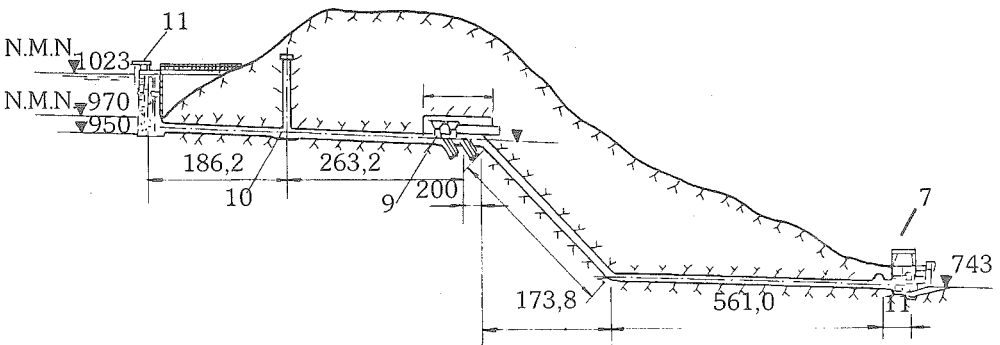


Figura 2.23 Casa de máquina de la central Nurek con unidades de 300 MW c/u.



a)



b)

- | | |
|----------------------------------|---------------------------------|
| 1. Descarga de fondo | 8. Patio de conexiones (500 kV) |
| 2. Vertedero superficial | 9. Cámara de bifurcaciones |
| 3. Túnel de la descarga de fondo | 10. Cámara de válvulas |
| 4. Túnel de construcción | 11. Captación |
| 5. Túnel de desviación | 12. Túnel temporal |
| 6. Patio de conexiones (220 kV) | 13. Captación temporal |
| 7. Casa de máquinas | 14. Ataguía aguas arriba |

Figura 2.24 Central pie de presa (Nurek).

a) Planta

b) Perfil

La composición mostrada en el esquema IV posee un amplio canal de aducción en la margen izquierda de las estructuras. Después de ser captada, el agua es conducida a las turbinas con conductos cortos.

La casa de máquinas se encuentra a lo largo de la orilla izquierda del río. Las crecientes son evacuadas por medio de un vertedero en la parte final del canal de aducción y junto a la estructura de captación.

En ciertas condiciones puede ser utilizado el esquema V cuyos cortes en perfil, se muestran en la (Figura 2.21 esquema III).

En el esquema VI se tiene un vertedero superficial en la margen izquierda que conduce a una rápida. La estructura de captación es una torre que empata con el túnel de desviación, que durante la operación de la central, es utilizado parcialmente como túnel de carga. La casa de máquinas es subterránea. La gran longitud del túnel de fuga permite utilizar la caída del río aguas abajo de la casa de máquinas. Esta composición es característica en las centrales donde la concentración de la caída se realiza parcialmente con la presa y parcialmente con la conducción, es decir, según una composición mixta.

En la (Figura 2.25) se muestra el corte longitudinal de una casa de máquinas pie de presa.

2.3.3 Conjunto de obras en centrales hidroeléctricas de conducción

El esquema de conducción se utiliza en un rango de caídas bastante grande, desde algunos metros hasta 1.700 o 2.000 metros (la caída más alta se encuentra en Australia en la Central Rasek que aprovecha 1.767 metros y en el río Bogotá que aprovecha 2.000 metros)

Las obras de las centrales de conducción, lo mismo que las de presa y conducción (composición mixta), de acuerdo a su ubicación y sus funciones se agrupan de la siguiente forma: Centro de regulación y captación. Reúne las estructuras de contención y las de captación incluyendo los vertederos, las trampas de gravas, desarenadores y sedimentadores. Estas últimas estructuras, en función de las características topográficas, se pueden construir en cualquier sitio de la conducción.

Obras de conducción

Transportan el agua hasta las turbinas en la casa de máquinas. Pueden ser a presión como los túneles o tuberías y a flujo libre como los canales, túneles, etc. En el trazado de una conducción a flujo libre se pueden diseñar vertederos laterales, sifones invertidos, puentes, defensas contra derrumbes y caídos, etc. Al final del trazado se puede ubicar un embalse o pondaje de regulación diaria, tal como se ve en las (Figuras 2.26 y 2.27).

Centro de generación y distribución

Comprende todas las obras ubicadas al final de la conducción, incluyendo los tanques de carga, vertederos auxiliares o de emergencia, cuando se trata de

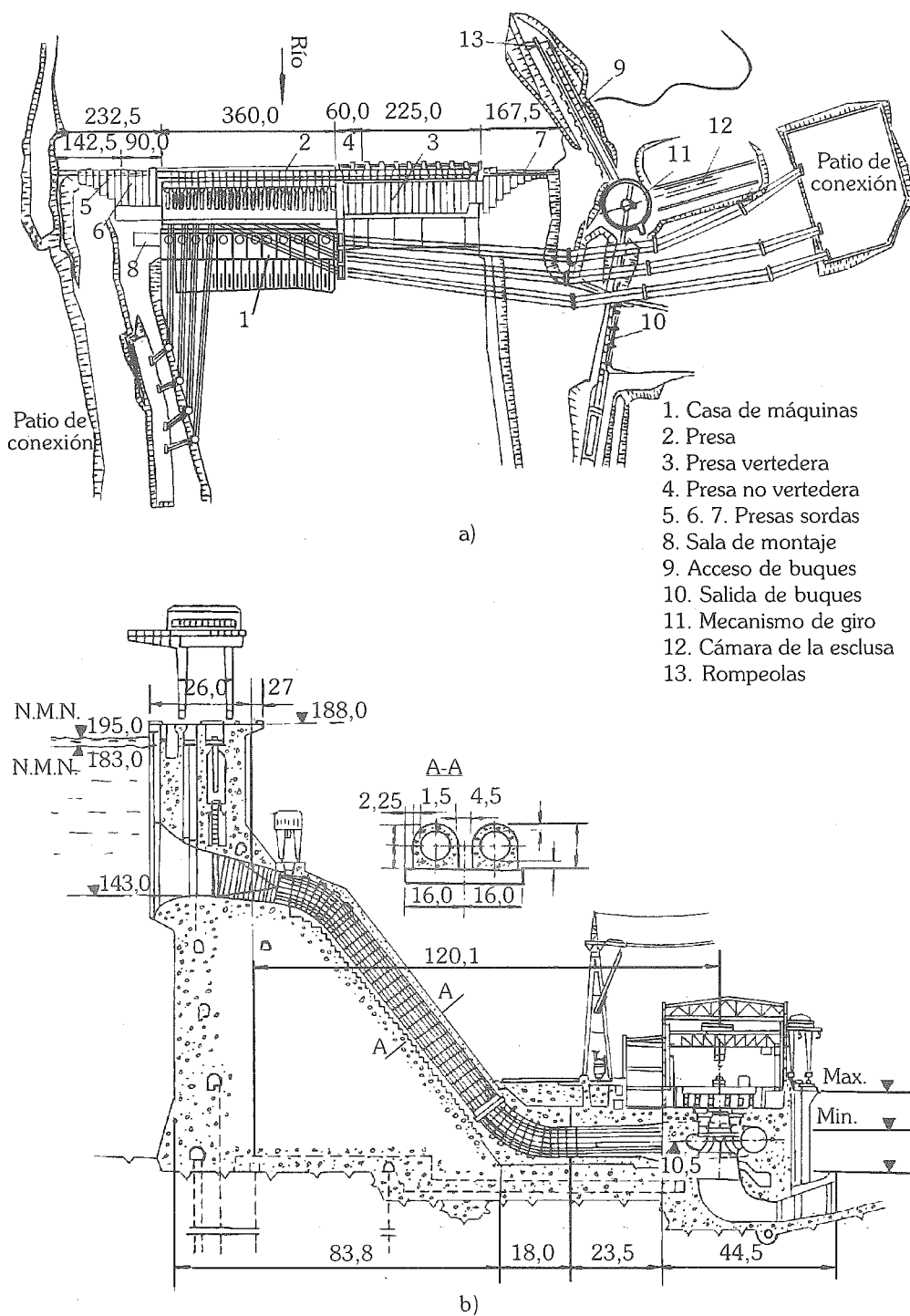
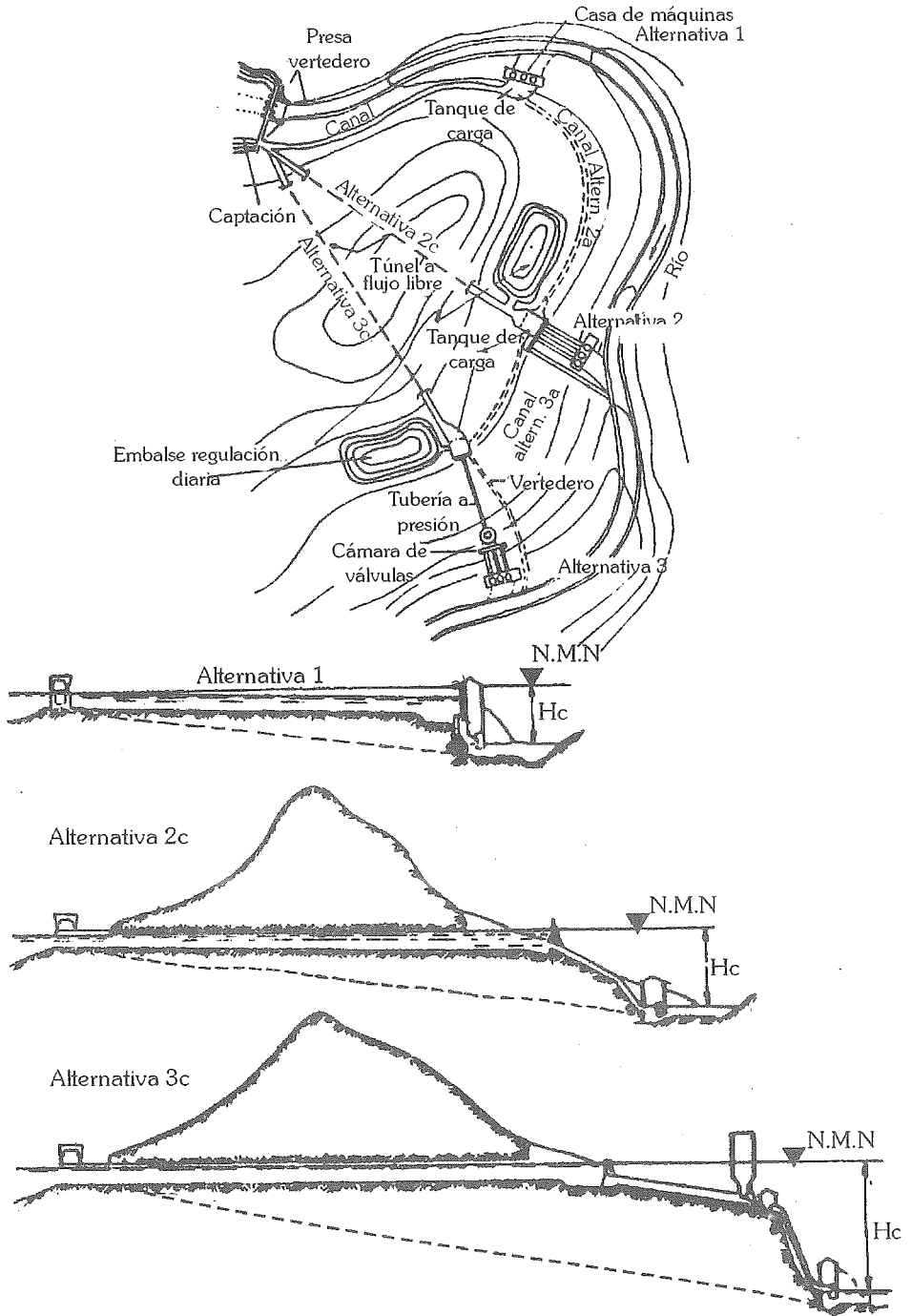


Figura 2.25 Central de pie de presa (Krasnaiard)

a) Planta

b) Perfil



b)

Figura 2.26 Esquema de centrales hidroeléctricas con conducción a flujo libre.

a) Planta
b) Cortes

conducciones a flujo libre. Si se trata de conducciones a presión, incluye las almenaras, chimeneas de equilibrio. Independientemente del tipo de conducción, aquí se incluyen los conductos de carga, la casa de máquinas, el patio de conexiones y el canal o túnel de fuga.

Centro de regulación y captación

La composición y conjunto de obras de regulación y captación deben garantizar un ingreso permanente del agua a la conducción en correspondencia con su régimen de operación, la evacuación de los caudales de exceso durante las crecientes, el manejo de los sedimentos para evitar su ingreso a la conducción, etc.

2.3.4 Tipos de proyectos en centrales hidroeléctricas

Existen dos tipos de proyectos:

1. Los proyectos de derivación o proyectos a filo de agua

Son pequeñas presas derivadoras que se construyen en los ríos de montaña. La caída creada por la presa es solamente una pequeña parte de la caída total y en algunos casos es prácticamente nula.

En la captación es importante evitar la sedimentación aguas arriba o por lo menos, realizar un adecuado manejo de los sedimentos. En estos casos es frecuente el uso de trampas de gravas, desarenadores y sedimentadores que limpien el agua conducida, evitando así el desgaste de los álabes de las turbinas por la acción abrasiva de los sólidos.

Estas estructuras pueden ser ubicadas en el tramo inicial de la conducción o en un sitio intermedio. En la (Figura 2.27) se muestra un proyecto de derivación.

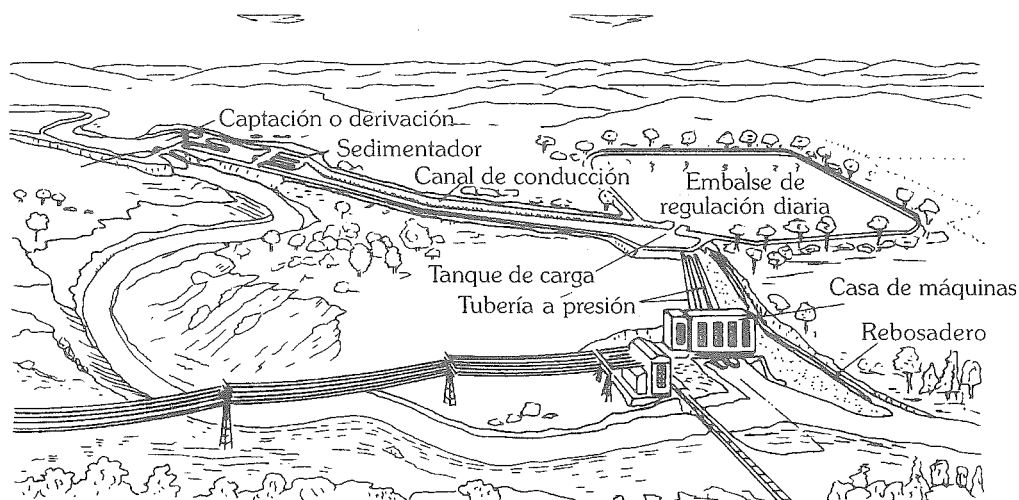


Figura 2.27 Central hidroeléctrica con conducción a flujo libre.

2. Los proyectos de embalse

Son aquellos que contemplan la construcción de presas medianas o altas y son característicos en los esquemas en los cuales la caída es creada por la presa y por la conducción (composición mixta). Las estructuras fundamentales son la presa, el vertedero y la captación. Debido a la presencia de un embalse, existe un volumen disponible para la sedimentación y por lo tanto no es necesaria la construcción de trampas de gravas, desarenadores y sedimentadores (Figura 2.28).

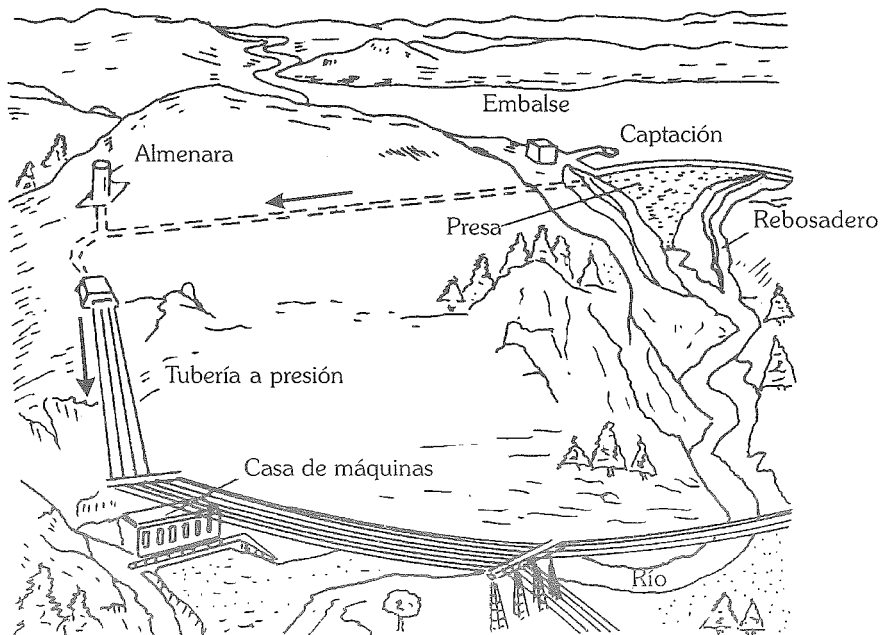


Figura 2.28 Central hidroeléctrica con conducción a presión.

Cuando se construyen presas altas, el nivel del agua presenta grandes oscilaciones por los desembalses y, entonces, lo mejor es diseñar captaciones sumergidas y la conducción se hace a presión, por lo menos en su tramo inicial.

En función del tipo de presa, la captación puede estar dentro de ésta, en una margen o en el propio embalse. La captación se hace en el cuerpo de la presa cuando ésta es de concreto.

Obras de conducción

Se encargan de transportar el agua desde el sitio de captación hasta la casa de máquinas, pueden ser de dos tipos:

1. *Centrales con conducción a flujo libre:* en la (Figura 2.26) la alternativa I utiliza un tramo relativamente corto del río. La presa es derivadora y crea

solamente el nivel necesario para realizar la captación hacia un canal que tiene una pendiente mucho menor que la del río. Al final del trazado, el canal se ensancha hasta llegar a la central o casa de máquinas que es a la vez una estructura de contención, lo cual no es característico en estos casos.

La alternativa II considera la utilización de un tramo del río mucho más largo. El canal de conducción se traza siguiendo las curvas de nivel (alternativa 2a), lo cual alarga su longitud o su trazado puede ser muy curvo en ciertos tramos, que podría ser más recto. La mejor solución se adopta después de un análisis técnico y económico. Puede resultar económico construir un túnel de conducción a flujo libre (alternativa 2c). Este túnel conduce a un canal que termina en un tanque de carga. En este caso se tiene un vertedero con rápida.

En la alternativa III se utiliza una caída del río aún mayor. El agua es conducida al tanque de carga lo mismo que en la alternativa 2, pero con una mayor longitud del tramo a flujo libre. Del tanque de carga parte una tubería superficial de carga. Para disminuir el golpe de ariete se ha construido una almenara en forma de torre de la cual se desprende una tubería de carga para cada turbina instalada en la central. De tal manera, en este esquema es característica la presencia de un tramo a flujo libre y de un tramo a presión.

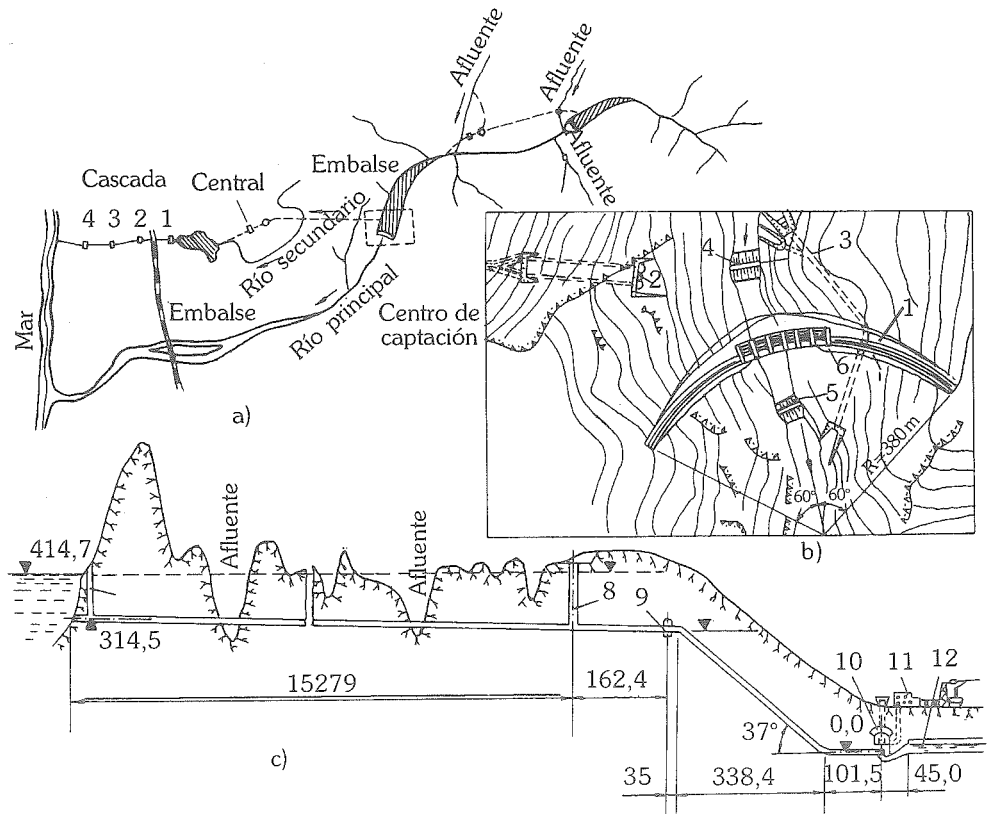
2. *Centrales con conducciones a presión* (Figuras 2.29 y 2.30): en la Figura 2.30 las alternativas 1a y 2a el conducto a presión consiste en una tubería de baja pendiente hasta la almenara en forma de torre. En las alternativas 1c, 2c y 3 se tiene un túnel de carga y las almenaras son pozos excavados en la roca.

En las alternativas 3 y 4 las casas de máquinas son subterráneas y el agua turbinada se extrae por medio de túneles de fuga a flujo libre. Al acercarse la casa de máquinas hacia la captación en la alternativa 4, se disminuyó la longitud del túnel de carga y resultó innecesaria la construcción de la almenara; sin embargo, el túnel de fuga resulta de mayor longitud. La decisión final sobre la alternativa a escoger se toma después de un análisis técnico y económico detallado.

Centrales con casas de máquinas subterráneas: en los esquemas con conducción a flujo libre y en especial, en las conducciones a presión es muy frecuente el uso de casas de máquinas subterráneas, tal como se ve en las (Figuras 2.29 y 2.32). La composición de las obras en este caso depende menos de las condiciones topográficas ya que la casa subterránea puede ser ubicada en cualquier sitio del trazado.

En función de la ubicación de la casa de máquinas en el trazado general de la conducción se diferencian tres esquemas:

- Esquema de cabecera.
- Esquema extremo.
- Esquema intermedio.



- | | |
|----------------------------|----------------------------------|
| 1. Presa en arco | 7. Pozo de compuertas |
| 2. Captación | 8. Almenara |
| 3. Túnel de desviación | 9. Cámara de válvulas |
| 4. Ataguía aguas de arriba | 10. Casa de máquinas subterránea |
| 5. Ataguía aguas abajo | 11. Patio de conexiones |
| 6. Vertederos | 12. Túnel de fuga a flujo libre |

Figura 2.29 Central de conducción

- a) Cascada
b) Centro de captación
c) Perfil

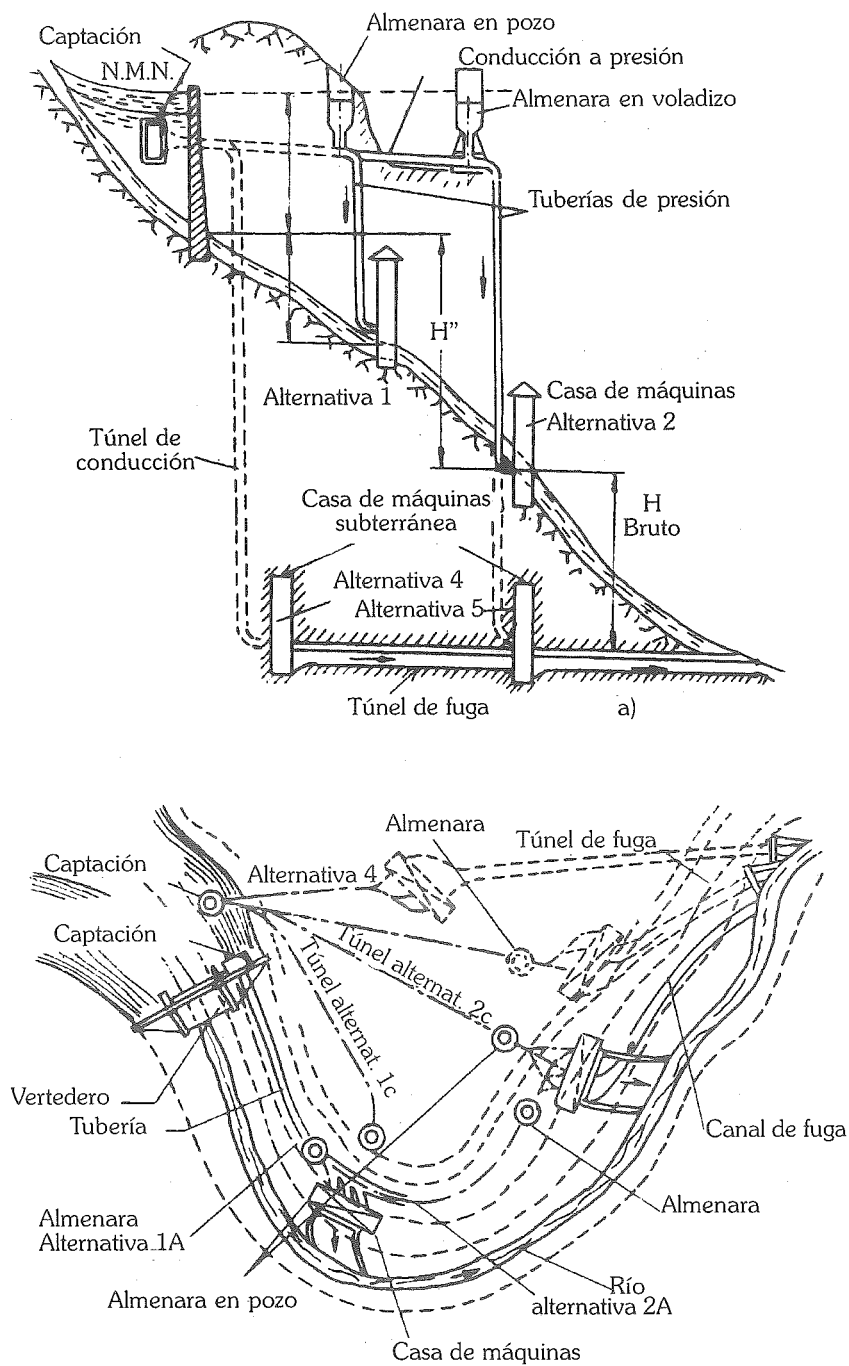


Figura 2.30 Esquemas de centrales con conducción a presión

a) Cortes

b) Planta

En el esquema de cabecera (Figura 2.32 a y d) la casa de máquinas se encuentra cerca a la estructura de captación, de donde parten los conductos de carga que llegan directamente a la casa de máquinas. El agua turbinada se evacua según dos opciones: con un túnel de fuga a presión (Figura 2.32) o a flujo libre (Figura 2.32 d, f). Cuando se utiliza un túnel de fuga a presión es con frecuencia necesario construir una almenara en su tramo inicial.

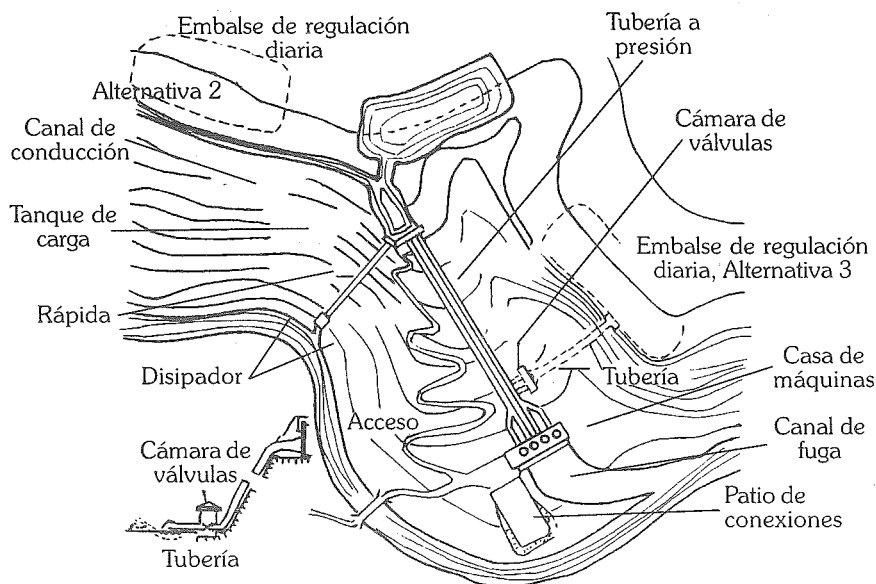


Figura 2.31 Planta del centro de captación con conducción a flujo libre.

Es el esquema extremo (Figura 2.32 b y e) se tiene una conducción larga que puede ser a flujo libre o a presión. La conducción cuando opera a presión termina en una almenara y cuando es a flujo libre termina en un tanque de carga. La casa de máquinas se encuentra en la parte final de la conducción o del trazado general y el agua turbinada se extrae por medio de un túnel de fuga corto.

En el esquema intermedio (Figura 2.32 c y f) la casa de máquinas se encuentra entre la estructura de captación y el extremo final del trazado; la caída es lograda parcialmente por la conducción y parcialmente por el túnel de fuga.

El esquema de cabecera se utiliza para caídas no mayores de 100m., el intermedio para caídas hasta de unos 250m., el esquema más usual es el extremo que se utiliza para cualquier caída.

Centros de generación

El conjunto de obras de generación y su composición dependen del tipo de conducción, de la caída, de la longitud de los conductos de carga y de las condiciones geológicas y topográficas.

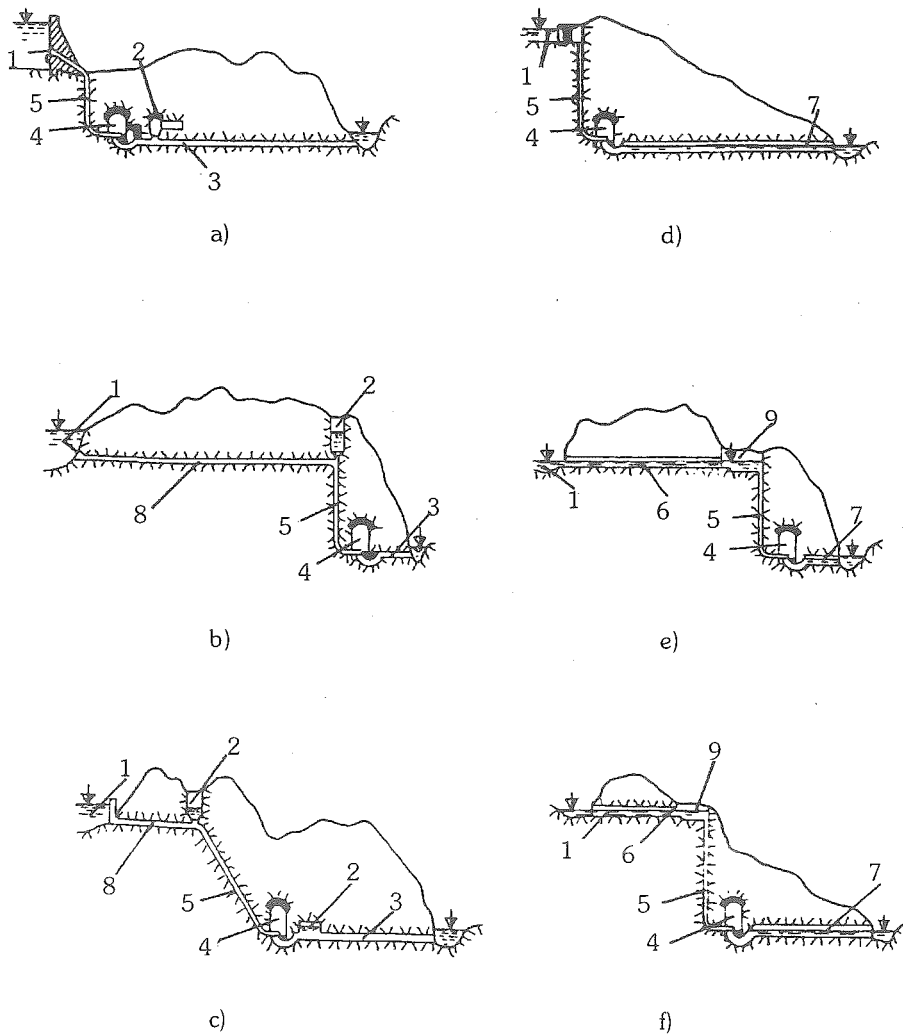


Figura 2.32 Esquemas de ubicación de casas de máquinas subterráneas

- a), b), c). Con conducción a presión
 d), e), f). Con conducción a flujo libre
 a), d). Esquema de cabecera
 b), e). Esquema extremo
 c), f). Esquema intermedio
 1. Captación
 2. Almenaras

3. Túnel de fuga
 4. Casa de máquinas
 5. Conduto de presión
 6. Conducción a flujo libre
 7. Túnel de evacuación a flujo libre
 8. Conducción a presión
 9. Tanque de carga

En la alternativa 1 de la (Figura 2.26), el centro de generación incluye las siguientes estructuras: la casa de máquinas, el tanque de carga, el canal de fuga y el distribuidor que no se muestra en la figura.

En la alternativa II de la (Figura 2.26), la casa de máquinas está unida al tanque de carga por medio de los conductos de carga. El conjunto de obras del centro de generación de un tipo similar se muestra en la (Figura 2.31). El canal de conducción termina en un tanque de carga, de donde salen los conductos de carga. En el tanque de carga se tiene un vertedero, caracterizado por un caudal de diseño pequeño pero de gran caída, por lo cual se requiere de una rápida o de una estructura escalonada para evacuar los excesos convenientemente. La casa de máquinas está comunicada con el tanque de carga por medio de una vía con un desarrollo complicado debido a la pendiente del terreno.

En la (Figura 2.31), se muestran tres posibles opciones para ubicar el embalse o pondaje de regulación diaria (ERD); junto al tanque de carga (alternativa 1); cerca al canal de conducción (alternativa 2) o unida a los conductos de carga (alternativa 3).

Al ubicar, de acuerdo con la alternativa II, el canal de conducción de la captación hasta el tanque de regulación diaria, este canal se puede calcular para un caudal cercano al caudal medio diario de la central y el tramo del canal entre el embalse de regulación diaria y el tanque de carga debe soportar las oscilaciones del nivel debido a las irregularidades del gráfico de carga diaria de la central y debe ser calculado para el caudal máximo correspondiente a la potencia de la central durante el periodo de operación en el pico del gráfico de carga diaria. Por lo anterior, a este tramo se le denomina tramo de picos.

En la alternativa III, partiendo de las mismas consideraciones hechas para la alternativa II, los tramos de la conducción desde el tanque de carga hasta la unión de las tuberías con el embalse de regulación diaria pueden ser calculados con el caudal medio diario de la central y los tramos inferiores se calculan con el caudal máximo.

Con el fin de desocupar los conductos de carga se deben instalar válvulas en los conductos que parten del embalse de regulación diaria. En las (Figuras 2.33 a 2.36) se muestran los esquemas de casas máquinas con sus principales elementos a título de ilustración.

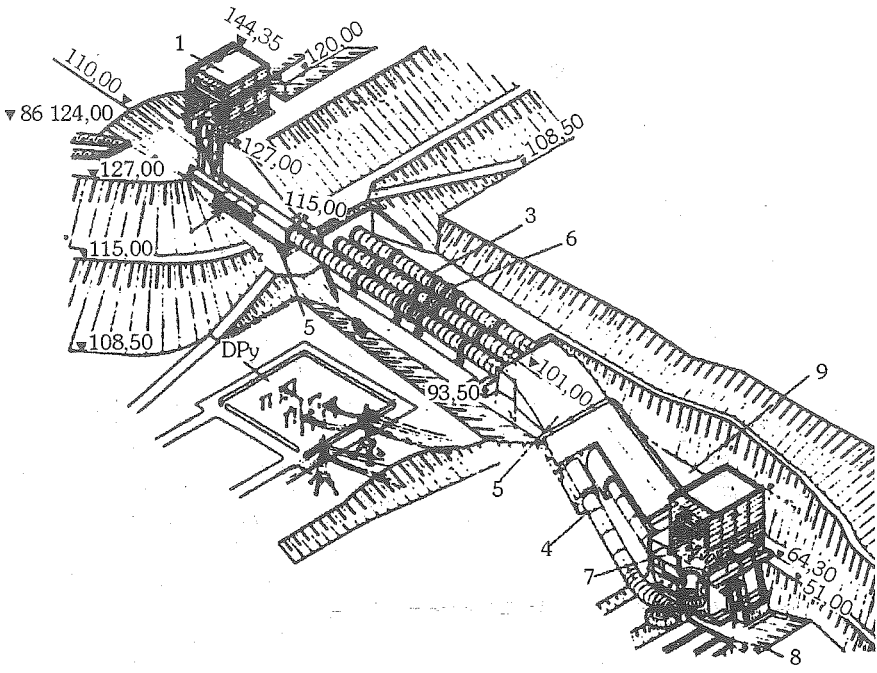


Figura 2.33 Esquema general de una casa de máquinas

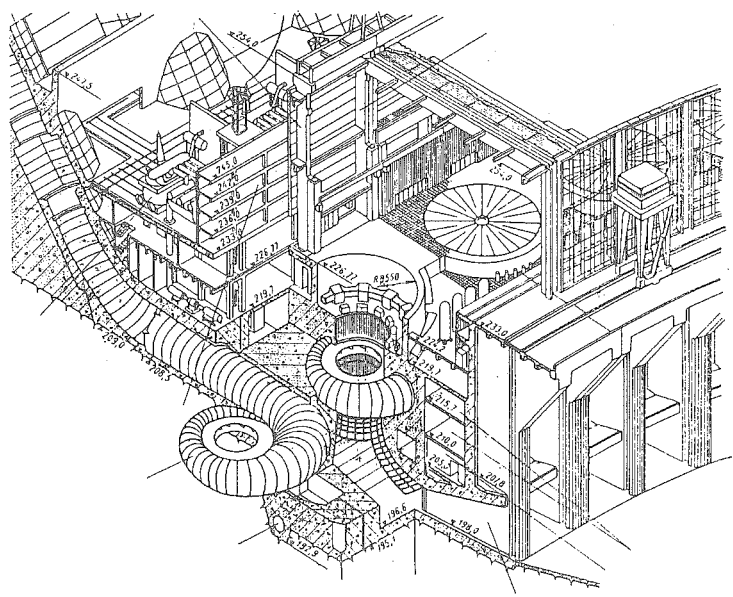


Figura 2.34 Isometría de una casa de máquinas

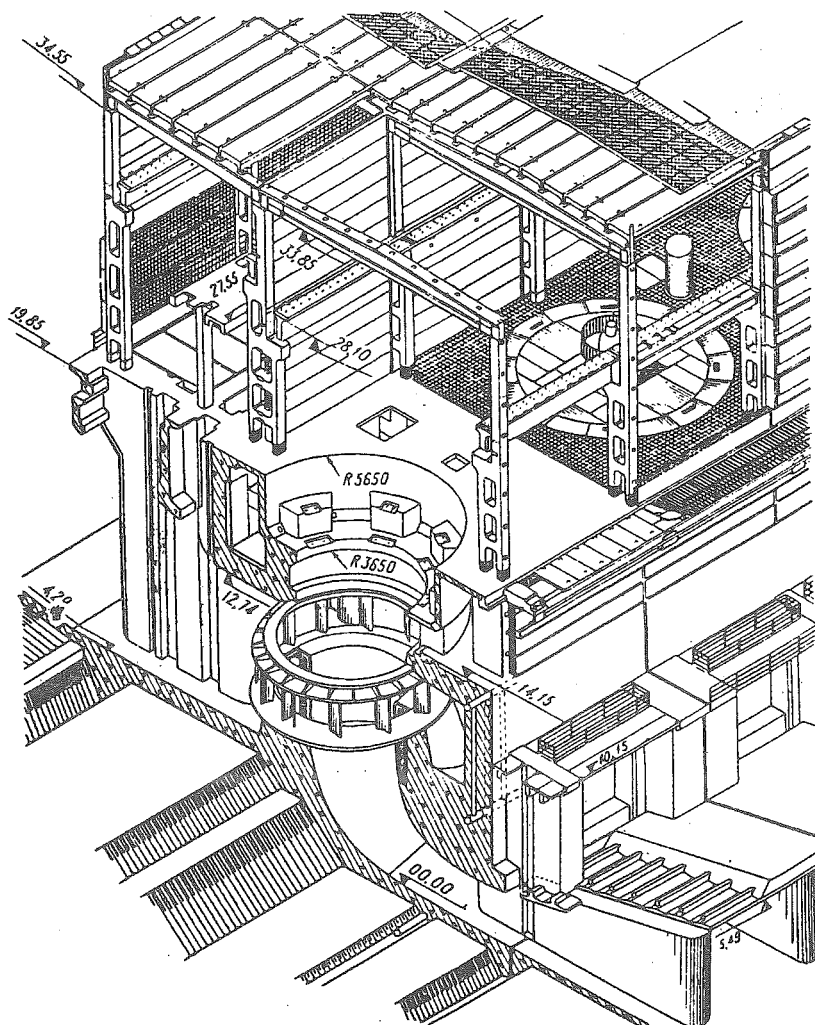


Figura 2.35 Esquema interior de una casa de máquinas

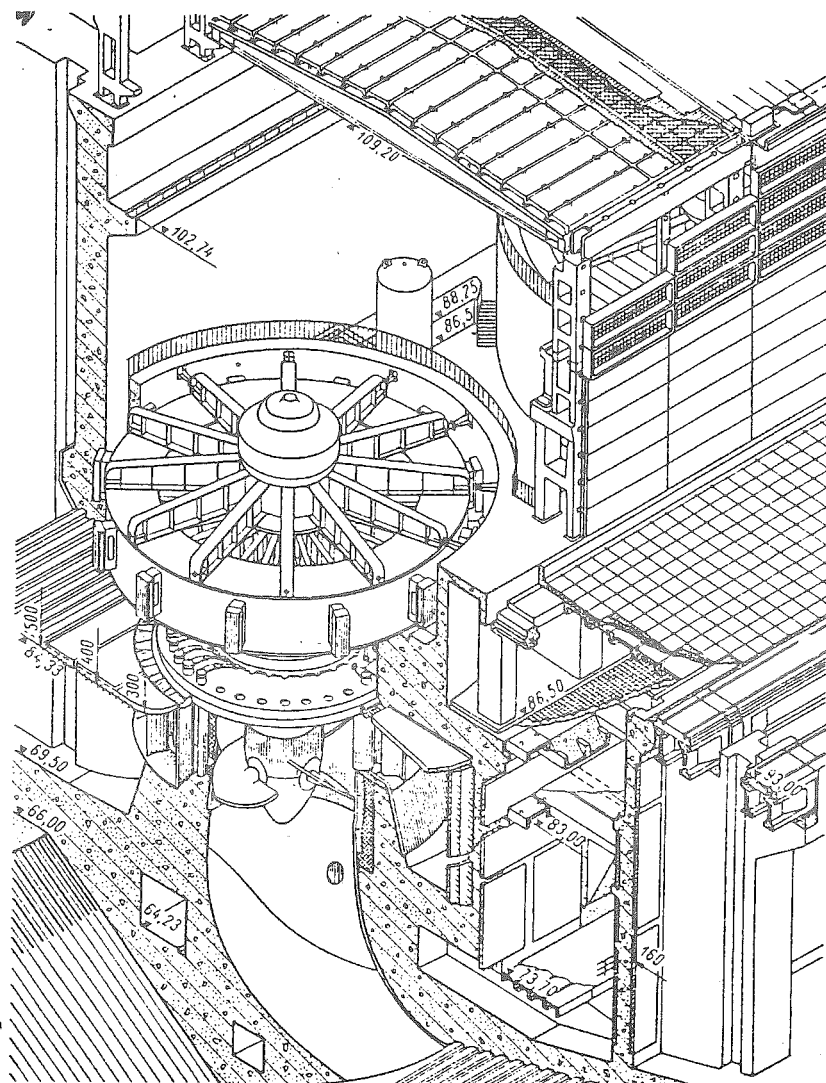


Figura 2.36 Detalle de la unidad de generación de una casa de máquinas

2.4 APROVECHAMIENTO RACIONAL DE UNA CUENCA HIDROGRÁFICA

Como se sabe, todos los proyectos de ingeniería y en especial los relacionados con las estructuras hidráulicas dentro de las cuales, las centrales hidroeléctricas ocupan un lugar importante, deben pasar por diferentes etapas de estudio antes de ser construidos y entrar en operación; cada etapa posterior se considera como un paso adelante y como una profundización más detallada con respecto a la etapa anterior tanto desde el punto de vista del conocimiento de los factores naturales (geológicos, geotécnicos, hidrológicos, ambientales, etc.); como del avance de las evaluaciones económicas, financieras y de planificación, lo mismo que lo relacionado con la ubicación, dimensionamiento y realización de los esquemas y planos de las diferentes obras.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, las etapas de estudio de acuerdo a la práctica comúnmente aceptada son:

1. Identificación o inventario
2. Reconocimiento
3. Prefactibilidad
4. Factibilidad
5. Diseño

En el aprovechamiento racional, planificado y múltiple de los recursos hídricos del país, se parte de un análisis general más o menos exhaustivo de las diferentes cuencas tomando las más significativas y extensas como son las correspondientes a los grandes ríos: Magdalena, Cauca, Meta, Patía, Sinú, Atrato, Catatumbo, etc. Este análisis contempla el aprovechamiento del agua de tal forma que satisfaga el mayor número de necesidades o de consumidores en la mejor forma posible, dentro de un marco que contemple el manejo integral de las cuencas, su defensa y preservación.

En este orden de ideas, lo primero a realizar es la determinación del potencial hidroeléctrico teórico, técnicamente factible y económicamente justificable del país, lo cual en su parte fundamental ya fue realizado en el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE) y corresponde a las etapas de identificación o inventario.

Durante las etapas de reconocimiento y prefactibilidad se detecta en las cuencas o subcuencas una serie de áreas, que por sus características socioeconómicas, hidrológicas, topográficas, geológicas, hidráulicas y agronómicas ofrecen, todas, un mínimo de garantías y hacen posible la utilización del recurso hídrico.

Es importante dejar claro que durante estas etapas es obligatorio utilizar, en lo posible, totalmente los recursos de una cuenca, especialmente en lo referente a su caudal, a sus posibilidades de regulación y a su caída, excepto en su cabecera y su delta.

Tal como se muestra en la (Figura 2.37), a lo largo de todo su perfil longitudinal un río posee unas características hidrológicas e hidroenergéticas que van aumentando hasta llegar a su desembocadura. Tales características son su caudal medio, su potencia o potencial energético absoluto y específico (por unidad de

longitud). Estas características incrementales se deben tener en cuenta al evaluar y decidir la mejor utilización que se le debe dar a una cuenca o río.

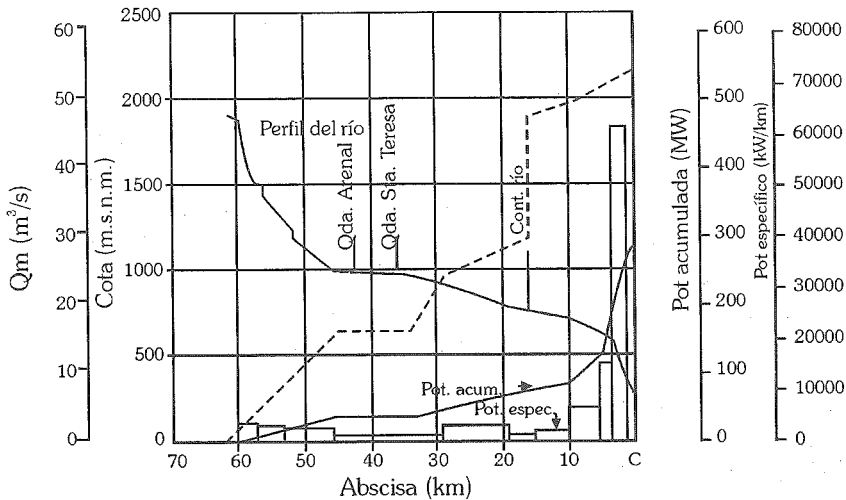


Figura 2.37 Potencial teórico. Resultados para un río

Desde el punto de vista energético, la utilización de una cuenca o de un determinado río no se puede realizar con un sólo proyecto o central hidroeléctrica ya que, en la mayoría de los casos, requeriría de una presa en la desembocadura del río de una altura exagerada.

Por lo menos las condiciones topográficas, geológicas y ambientales de una determinada cuenca o región en estudio, sólo en casos excepcionales permiten realizar una utilización energética en forma única. Lo común es que se presenten amplias posibilidades de desarrollar una gran serie de alternativas técnicamente realizables. Las características del análisis al resolver este complicado problema, se pueden evidenciar con los esquemas mostrados en la (Figura 2.38). En ellos se muestra la ubicación de las estructuras fundamentales, cada una de las cuales puede ser considerada en una serie de alternativas.

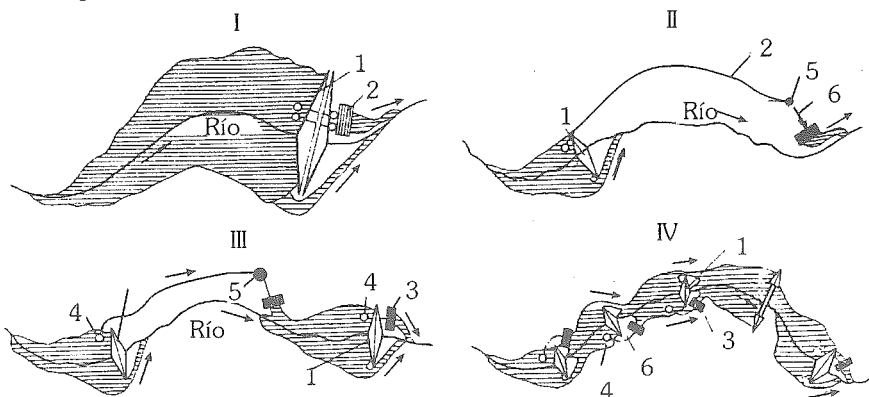


Figura 2.38 Esquemas para la posible ubicación de las estructuras fundamentales en una central hidroeléctrica.

La utilización del tramo del río considerado en el esquema I, se propone realizar con sólo una presa y una central pie de presa; en el esquema II también con sólo una presa pero con una central de conducción a presión; en el esquema III se propone construir dos presas con un esquema de conducción en la presa superior y una central pie de presa en la presa ubicada aguas abajo. En el esquema IV la utilización del mismo tramo se realiza con cinco centrales hidroeléctricas todas con esquemas pie de presa.

Otra ilustración de este problema se puede lograr al comparar las dos alternativas para el diseño de una central hidroeléctrica de acuerdo al esquema de la (Figura 2.39). Al ubicar la casa de máquinas en la sección K se obtiene un esquema pie de presa y cuando se ubica en la sección K se obtiene un esquema mixto con una conducción a presión y almenara. El volumen útil en ambas alternativas es el mismo y, sin embargo, las caídas utilizadas, y por lo tanto, las potencias y la producción de energía son diferentes.

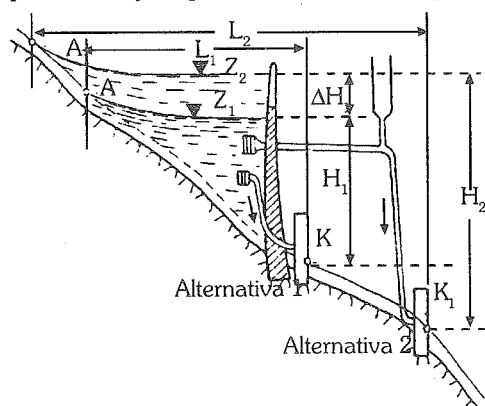


Figura 2.39 Esquema para la posible ubicación de la casa de máquinas en una central hidroeléctrica.

Sin embargo, se debe señalar que a partir de un análisis inicial de los conceptos y factores fundamentales, generalmente se puede limitar el número de alternativas. Casi siempre, en la prefactibilidad e incluso en el reconocimiento se puede determinar qué tipo de presas son los que ofrecen mejores perspectivas considerando las condiciones locales. Esto no debe eliminar el análisis de alternativas que es una etapa importante en cualquier proyecto si no simplificarlo con un buen criterio.

En este estudio se deben analizar diferentes números de unidades de generación con la misma potencia instalada total. El número de alternativas en este caso no debe ser superior a tres. Con frecuencia resulta mejor utilizar el menor número de unidades pero no menos de dos.

Los ejemplos de cómo el análisis de alternativas puede ser simplificado son muchos. Un análisis a tiempo de las diferentes posibles opciones, considerando la experiencia nacional y mundial y las reales posibilidades de cada alternativa, permite optimizar la selección.

Respecto a las etapas de diseño, es interesante anotar que en los últimos años existe la tendencia a simplificar en estudios y disminuir las etapas. Esta concepción se ha reforzado con la ingerencia del sector privado en las inversiones, el cual requiere obtener resultados rápidos sin lucros cesantes. Sin embargo, el concepto de etapas seguirá siendo válido.

3 ESTUDIOS DE GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Por medio de los estudios de generación y los cálculos de energía y potencia se determinan los parámetros fundamentales de una central hidroeléctrica, tales como la potencia instalada, la producción anual de energía, los caudales de agua correspondientes a todos los usuarios y consumidores cuando el proyecto es de aprovechamiento múltiple (lo cual es deseable y se presenta en la mayoría de los casos), las oscilaciones del nivel del embalse y en la zona de aguas abajo. Además, en el análisis, se deben tener en cuenta las normas de operación de la central y del embalse. La distribución natural del caudal en las corrientes generalmente no corresponde a las exigencias y necesidades de los diferentes consumidores y usuarios. Por lo tanto es necesario realizar una redistribución de esos caudales en el tiempo, por medio de una adecuada regulación, utilizando embalses.

Es obvio que en un proyecto de uso múltiple se deben considerar las necesidades e intereses de todos los usuarios y consumidores lo mismo que la conservación y mejora del medio ambiente.

El grado de información hidrológica y especialmente el relacionado con los caudales del río, determina la confiabilidad y exactitud de los cálculos de regulación lo mismo que en los análisis de energía y potencia.

Dentro de los estudios de generación y regulación se deben hacer todos los análisis que permitan finalmente dimensionar las centrales hidroeléctricas en forma adecuada. Para esto se debe adelantar un estudio simultáneo o paralelo de la fuente que suministra el agua; considerando el efecto regulador del embalse, con el fin de conocer las posibilidades mínimas de esa fuente, especialmente en lo referente a las potencias y a la energía que puede producir en diferentes circunstancias y por otro lado, se debe consultar a los consumidores potenciales para estimar la demanda expresada tanto en términos de potencia instalada o de carga como de energía requerida.

Se entiende que como resultado, la central hidroeléctrica debe quedar dimensionada e instalada de tal manera que aproveche en forma óptima las posibilidades del río, considerando la regulación del embalse y que cubra, en forma conveniente, la demanda de los consumidores potenciales, expresada a través del gráfico de carga diaria.

El esquema de investigación de estos dos elementos se puede representar de la siguiente forma:



Para conocer las posibilidades de la fuente de agua de producir determinados valores de energía y considerando la influencia reguladora del embalse, lo más conveniente es realizar una simulación de la operación del embalse, apoyada fundamentalmente, en la solución de la ecuación del balance hídrico de éste. Esta simulación se puede realizar en forma gráfica, grafoanalítica o de manera puramente analítica con la ayuda de computadores de alta resolución, dependiendo de los objetivos del análisis o de la etapa en que se encuentren los estudios. En esta simulación se evalúa el efecto de la regulación anual del embalse. De tal manera que lo que fundamentalmente se investiga es el efecto de la regulación anual en la producción de energía.

La evaluación de la demanda de los consumidores potenciales para las centrales hidroeléctricas medianas y grandes, se realiza para el sistema eléctrico interconectado a partir del gráfico típico de carga diaria del sistema, teniendo en cuenta la posibilidad que existe de realizar intercambios de energía (compras-ventas) entre las diferentes electrificadoras del país. En este análisis se considera que, para hacer un cubrimiento eficaz de la demanda se debe realizar una regulación diaria de los caudales. Este concepto se aclarará más adelante. Antes de entrar a estudiar la simulación de la operación de un embalse y sus efectos, se presenta la definición de los diferentes tipos de regulación y un resumen de las principales características de los embalses.

3.2 TIPOS DE REGULACIÓN

La regulación del caudal por medio de embalses, se realiza con el fin de redistribuir la esorrentía natural en el tiempo de acuerdo a las exigencias de la demanda de uno o varios usuarios. Las posibilidades de regulación que posee un determinado embalse, es decir, el grado de regulación, depende de la relación entre el volumen útil de éste V_{UTIL} y el volumen medio multianual del río $\bar{V}$, que se obtiene multiplicando el caudal medio anual por los segundos de un año. Además, este grado de regulación depende de la irregularidad de la distribución de la esorrentía en el tiempo.

La relación de estos volúmenes se denomina coeficiente de capacidad del embalse.

$$\beta = \frac{V_{\text{UTIL}}}{\bar{V}} \quad (3.1)$$

La irregularidad en la distribución de la esorrentía en el tiempo se caracteriza por el coeficiente de variación C_v de los volúmenes anuales y estacionales de esorrentía.

La regulación del caudal parte del análisis de una serie cronológica de caudales naturales. Para un volumen dado del embalse las exigencias de agua pueden ser satisfechas durante un número m de años de la serie disponible de n años. En los restantes $(n-m)$ años, la demanda no se satisface. El número m de

años (tomado en porcentaje con respecto a toda la serie) durante los cuales se satisface la demanda se llama demanda garantizada o producción confiables p y se expresa de acuerdo a la siguiente expresión aproximada:

$$p = \frac{m}{n+1} \cdot 100 \quad (3.2)$$

Al seleccionar los parámetros del proyecto se determina o se elige el nivel de probabilidad o de seguridad $p_{\text{DISEÑO}}$ con el cual se garantiza la producción de potencia o energía. Este nivel de probabilidad se expresa en porcentaje. Esta probabilidad se encuentra entre el 85 y el 98% ($85\% < p_{\text{DISEÑO}} < 95\%$). Los valores menores corresponden a pequeñas centrales y los más altos a centrales de gran potencia.

Existen diferentes tipos de regulación.

3.2.1 Regulación multianual

Es posible cuando se dispone de un volumen relativamente grande del embalse y su producción, con un determinado nivel de probabilidad, es mayor que en condiciones naturales del río y para el mismo nivel de probabilidad. Como primera aproximación, es posible esperar una regulación multianual cuando $\beta = 0,25 - 0,4$. En la regulación multianual se produce una acumulación de agua en el embalse en los años húmedos y un desembalse o evacuación en los años secos. El ciclo de regulación dura varios años.

3.2.2 Regulación anual o estacional

Esta realiza una redistribución de la escorrentía en el período de un año solamente. Durante los inviernos el embalse se llena y en los veranos se producen desembalses al utilizar esta agua acumulada. Para realizar una regulación anual es suficiente que el coeficiente β se encuentre entre 0,1 y 0,4 ($0,1 < \beta < 0,4$).

3.2.3 Regulación semanal

Se realiza debido a la disminución de la demanda durante los festivos y fines de semana. Durante estos días es posible acumular agua en el embalse con el fin de aumentar la producción durante los días de trabajo ordinarios.

3.2.4 Regulación diaria

Esta se realiza con caudales aportados por el río que se consideran, en general, uniformes durante el transcurso de un día. Por el contrario, la demanda a lo largo del día es completamente irregular, especialmente cuando la central opera en la zona pico del gráfico de carga diaria. Durante la regulación diaria, la escorrentía uniforme se transforma en escorrentía no uniforme y se distribuye de acuerdo a la demanda variable. Para realizar una regulación diaria se requiere de un embalse o pondaje de un volumen igual a 0,3 - 0,4 del volumen diario medio aportado.

El volumen útil de un embalse puede ser dividido en dos partes: uno multianual $V_{MULT.}$ para redistribuir la escorrentía entre varios años y un volumen anual V_{ANUAL} para distribuir el caudal a los largo de un año, es decir:

$$V_{\text{ÚTIL}} = V_{\text{MULT.}} + V_{\text{ANUAL}}$$

o:

$$\beta = \beta_{\text{MULT.}} + \beta_{\text{ANUAL}}$$

3.2.5 Ecuación fundamental de la regulación de caudales

Esta expresión puede ser deducida a partir de la ecuación de continuidad, en la siguiente forma:

$$Q_{\text{SUMIN}} = Q - A \frac{d Z_{AA}}{dt} \quad (3.3)$$

Donde.

- Q_{SUMIN} es el caudal transportado al consumidor.
- Q es el caudal proveniente del río hacia el embalse.
- A es el área del embalse a una determinada cota.
- Z_{AA} es el nivel del embalse (nivel aguas arriba)
- t es el tiempo

El segundo miembro de la parte derecha de la ecuación (3.3) es el caudal tomado por el embalse. Si $(d Z_{AA} / d t) > 0$ entonces el embalse se llena.

Utilicemos esta ecuación para las condiciones de operación de la central hidroeléctrica. En ese caso la parte izquierda de la ecuación (3.3) es el caudal turbinado. Después de las correspondientes transformaciones esta ecuación se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{P}{9,81 (Z_{AA} - Z_{aa} - h_{\text{per}}) \eta_T \eta_G} = Q - A \cdot \frac{d Z_{AA}}{d t} \quad (3.4)$$

Donde:

- P es la potencia de la central en el tiempo (t).
- Z_{aa} es el nivel de la lámina en la zona de aguas abajo.
- h_{per} son las pérdidas de carga en la conducción.
- $\eta_T \eta_G$ son la eficiencia de la turbina y la del generador respectivamente.

Para solucionar la ecuación (3.4) se deben conocer las relaciones

$$\begin{aligned} Q &= f_1(t); \\ A &= f_2(Z_{AA}) \\ Z_{aa} &= f_3(Q_{C.H.E.}) \\ h_{per} &= K Q_{C.H.E.}^2 \end{aligned}$$

Prácticamente η_g es constante y η_t varía dentro de límites muy definidos.

La determinación de la potencia de la central como función $P = f(t)$ con un régimen dado de desembalse, es posible realizarla por medio de dos métodos diferentes: el grafo analítico (con ayuda de tablas) y el analítico, utilizando computadores. (Ver más adelante el método grafoanalítico).

3.3 LOS EMBALSES Y SU UTILIZACIÓN

Un embalse está constituido por el volumen de agua acumulada al construir una presa o estructura de contención en una corriente natural. En algunas ocasiones es común denominar embalse a los grandes depósitos de agua creados por controles geológicos o fenómenos naturales, como es el caso de algunos lagos y lagunas cuyas aguas se utilizan para satisfacer diferentes tipos de demanda. En el primer caso, se trata de embalses artificiales y en el segundo, se habla de embalses naturales. La zona ubicada antes de la presa, en el sentido del flujo, se denomina zona de aguas arriba, lo mismo que a sus niveles correspondientes.

La necesidad de crear grandes embalses se debe a que el régimen de caudales de las corrientes naturales no coincide con las necesidades de uso del agua, ya que, como se sabe, la escorrentía en los ríos es muy variable con el tiempo, presentándose períodos de grandes caudales y épocas de sequías importantes, mientras que las necesidades de agua son más o menos constantes en el tiempo. El embalse crea las condiciones de regulación de los caudales, especialmente, de tal manera que se regularice el suministro.

Los embalses cumplen un gran número de funciones especiales de acuerdo con las exigencias de los consumidores y usuarios y tienen un gran significado en el amortiguamiento o disminución del pico de las crecientes creando, además, condiciones favorables para la recreación y esparcimiento de la población.

3.3.1 Funciones de los embalses

Al considerar las funciones específicas de los embalses es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos fundamentales:

1. Los recursos hídricos se deben utilizar en forma integral y múltiple, teniendo en cuenta los intereses y necesidades de toda la población y todos los posibles usos del agua. Además, las centrales hidroeléctricas deben operar armoniosamente en conjunto con las centrales térmicas dentro del sistema interconectado.

2. El caudal y la caída de los ríos se deben utilizar en la forma más económica y racional posible. Con el fin de evitar graves errores de concepción y utilización, se debe empezar estudiando las características y posibilidades totales de una cuenca o de un río en toda su extensión, para tomar decisiones sólo después de un análisis global de este tipo. Es decir, antes de determinar la construcción de un proyecto determinado se debe decidir el esquema del desarrollo total de la cuenca a la cual pertenece el proyecto.
3. La regulación, por medio de embalses se debe realizar en lo posible con proyectos inicialmente ubicados aguas arriba, para luego continuar con los que se encuentran aguas abajo; así se logra la mejor utilización del recurso especialmente en las zonas de abajo.
4. El diseño debe estar acompañado de investigaciones detalladas de las condiciones naturales de la zona y de los sitios específicos de construcción de las diferentes obras.

Las principales funciones que puede cumplir un embalse, son las siguientes:

Regulación de caudales

Como se ve en la (Figura 3.1), los caudales de un río en estado natural son muy variables en el tiempo. La regulación que realiza un embalse de estos caudales consiste en que disminuye el valor de los máximos caudales del río y aumenta el de los mínimos o caudales de verano. Para esto, almacena la escorrentía de exceso durante los inviernos para utilizarla durante los veranos, cuando el río posee los más bajos caudales. Esta regulación hace que durante todo el año se pueda disponer de un caudal regulado, más o menos constante y el valor del caudal regulado, será cercano al caudal medio multianual del río.

Creación de una caída y su regulación

Es obvio que cuando se forma un embalse, el nivel aguas arriba sufre una sobre elevación considerable, creando así, una caída concentrada que es utilizada para la generación de energía; para garantizar una conducción por gravedad del agua captada o para facilitar las condiciones de navegación, etc. Durante la utilización u operación del embalse, esta caída y los niveles del embalse pueden ser también regulados de tal manera que se produzca su óptima utilización, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Control de inundaciones

Cuando se construye una presa, se crea una gran capacidad o volumen de almacenamiento de agua. En muchos casos, buena parte de esta capacidad disponible se reserva para alojar grandes volúmenes de escorrentía que se producen durante las crecientes de los ríos, evitando así importantes y graves inundaciones en la zona ubicada aguas abajo del embalse. De tal manera, se consigue un amortiguamiento de la creciente, que no es otra cosa que la disminución

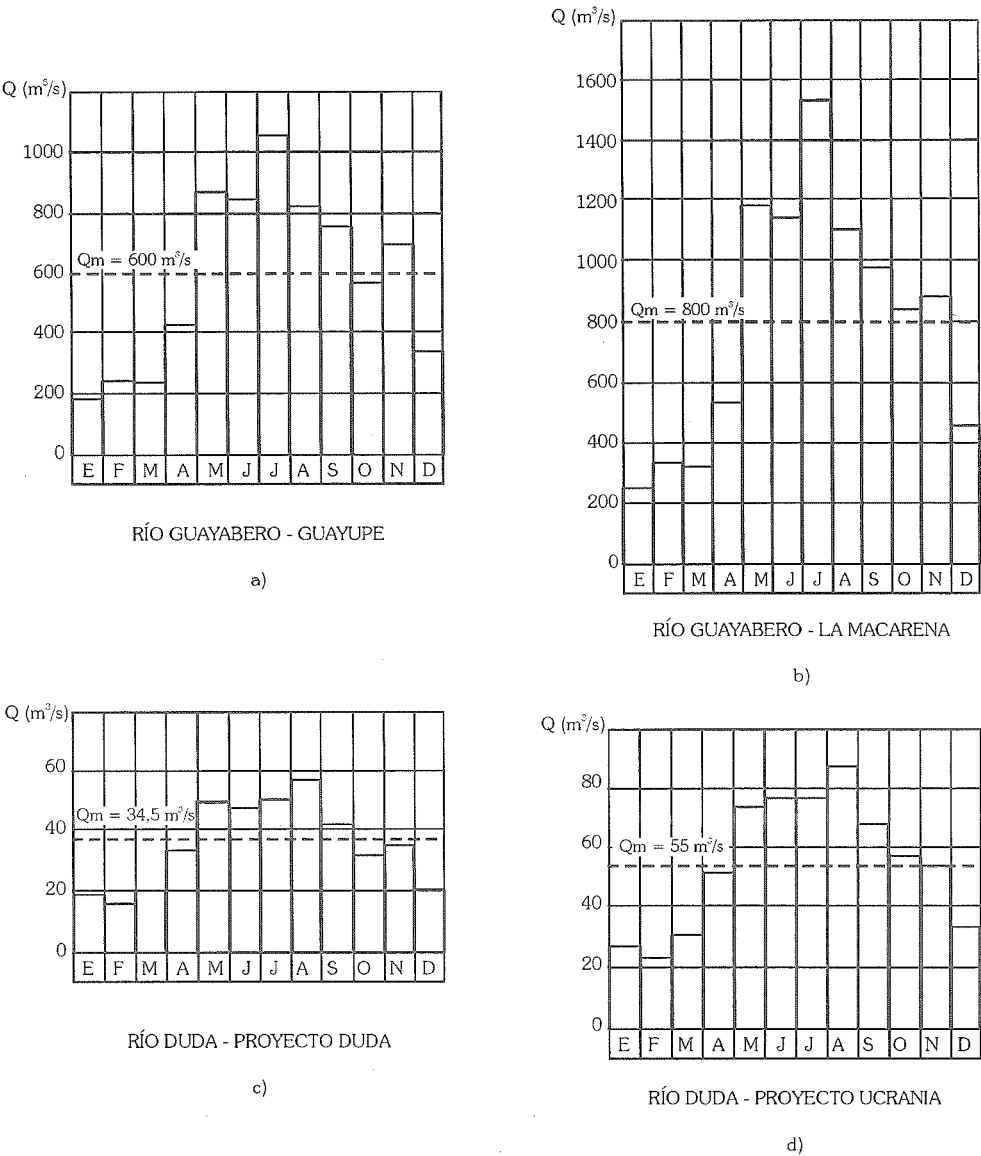


Figura 3.1 Variación anual de los caudales medios en ríos diferentes.

de los grandes valores de los caudales en las crecientes, gracias a que buena parte de la esorrentía durante esos eventos que queda alojada en el embalse.

Creación de zonas de recreación

En la gran mayoría de los casos los embalses con fines energéticos, para acueductos, para riego, etc, son utilizados para fines de recreación, convirtiéndose en grandes zonas de descanso y práctica de deportes acuáticos de toda índole. En este caso, se deben tomar medidas de precaución en los embalses que suministren agua para los acueductos, debido a las posibles contaminaciones.

Como se ve, en los embalses el agua se contiene, se acumula y se conserva, para ser usada luego, en forma regulada y racional en generación de energía, acueductos, irrigación, usos industriales, ganadería, transporte fluvial, puertos, control de avenidas, piscicultura, controles torrenciales y de erosión, recreación y esparcimiento, etc.

Todo lo anterior indica que los embalses tienen una gran importancia en la utilización de los recursos hídricos del país, pero también producen cambios fundamentales en la naturaleza, entre los cuales muchos pueden tener efectos negativos que deben ser tenidos en cuenta en todas las etapas de estudio y durante su operación. En la (Figura 3.2) se muestra un cuadro ilustrativo de las principales funciones de los embalses y de los efectos, tanto positivos como negativos que puede producir en el medio ambiente.

3.3.2 Efectos de los embalse sobre el medio ambiente

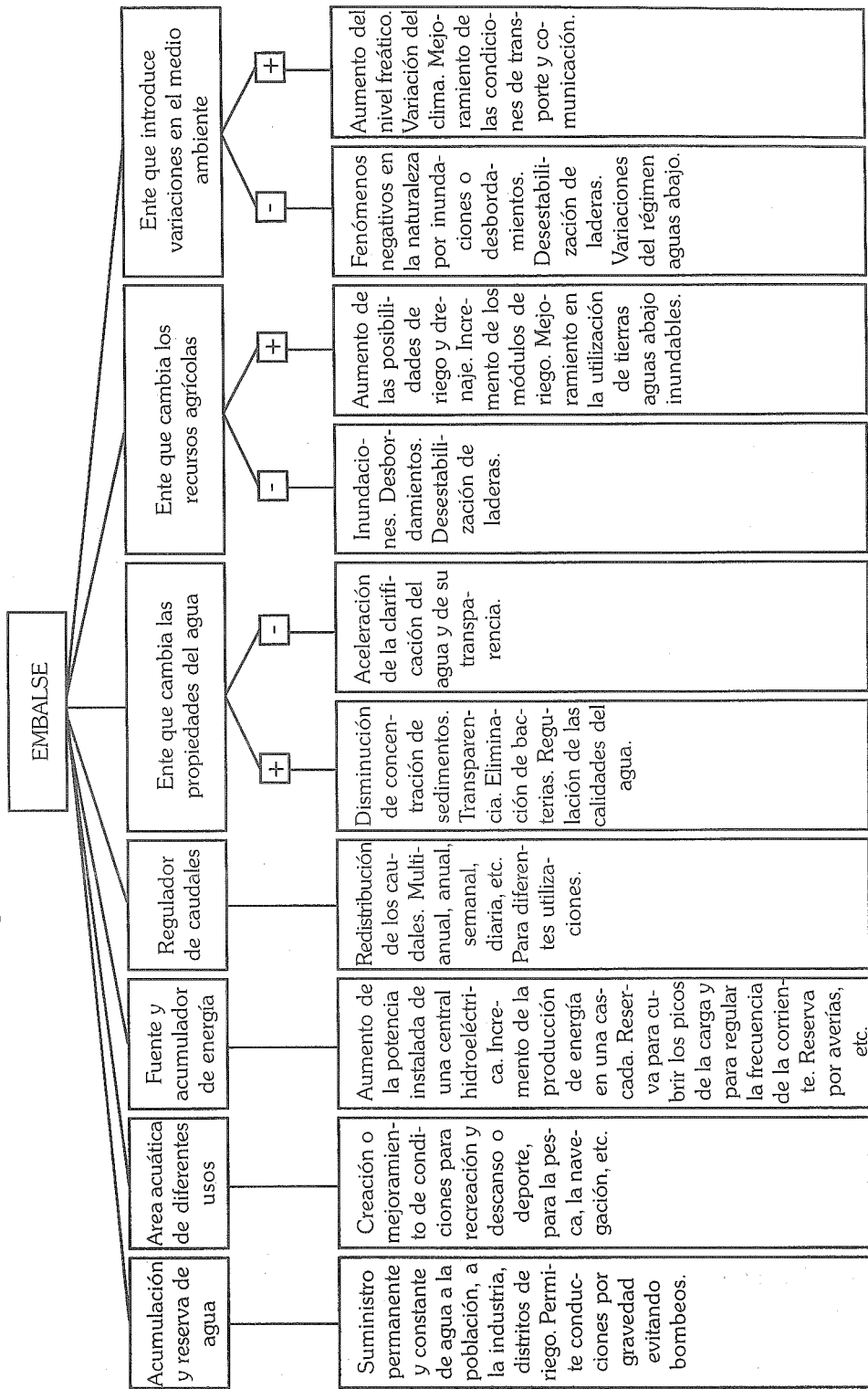
Como se dijo, los embalses ocasionan variaciones fundamentales en las condiciones pre-existentes a su creación; y en los estudios de impacto ambiental deben ser tenidos en cuenta; especialmente en los últimos tiempos, en los cuales se cuenta con normas precisas expedidas y reguladas por el Ministerio del medio ambiente.

El análisis completo de todos los factores ecológicos y de impacto ambiental pertenece a otras disciplinas y por lo tanto aquí sólo se mencionarán los aspectos que se deben tener en cuenta en los estudios que nos atañen, sin más comentarios adicionales.

Los tópicos más importantes a analizar son los siguientes:

- Redistribución de los caudales
- Variación del régimen de niveles en el río
- Creación de flujos
- Variaciones térmicas del agua
- Variaciones químicas del agua
- Variaciones biológicas en el embalse
- Depositación de sedimentos y variación del relieve
- Variaciones en el color, sabor y transparencia del agua
- Variaciones en la superficie de la cuenca
- Elevación del nivel de aguas freáticas

Figura 3.2 Principales funciones de los embalses



- Transformación de las laderas del embalse
- Variación del clima y condiciones meteorológicas
- Influencia del embalse sobre las tierras, la vegetación y todas las especies de vida tanto terrestre como acuática
- Variación de las condiciones aguas abajo
- Cambios en la calidad del agua
- Inundación de terrenos o de poblaciones
- Inundaciones o desecaciones aguas abajo del embalse
- Influencia en la agricultura
- Influencia en las vías de comunicación
- Influencia en la navegación

3.3.3 Clasificación de los embalses

En función de su ubicación, dimensiones, forma, regulación, etc., existen diferentes clasificaciones de los embalses, entre las cuales las más importantes son:

De acuerdo al grado de regulación:

Dependiendo principalmente del volumen disponible y de sus dimensiones en general, un embalse puede realizar diferentes tipos de regulación del caudal, que se estudian en detalle en el capítulo correspondiente a los estudios de generación. Desde este punto de vista, se pueden diferenciar los siguientes embalses:

- Embalses de regulación multianual
- Embalses de regulación anual o estacional
- Embalses de regulación semanal
- Embalses de regulación diaria

Es importante tener en cuenta que las posibilidades de regulación que posee un determinado embalse, es decir, el grado de regulación, depende de la relación entre el volumen útil de éste V_{UTIL} y el volumen medio multianual del río $\bar{V}$ que se obtiene multiplicando el caudal medio multianual por los segundos de un año. Además, este grado de regulación depende de la irregularidad de la distribución de la escorrentía en el tiempo. La relación de estos volúmenes se denomina coeficiente de capacidad de embalse:

$$\beta = \frac{V_{\text{UTIL}}}{\bar{V}}$$

Tentativamente y en cálculos aproximados, el grado de regulación de un embalse se puede determinar en función del valor del coeficiente de capacidad del embalse β , en la siguiente forma:

Tipo de regulación	α	Valor de β
Multianual	$\alpha \geq 0,55$	Entre 0,20 y 0,40
Anual	$\alpha \geq 0,55$	Entre 0,10 y 0,20
Semanal	$\alpha < 0,55$	Entre 0,02 y 0,10
Diaria	$\alpha < 0,55$	Se requiere un volumen igual a 0,3 – 0,4 del volumen diario medio aportado por el río en condiciones naturales.

α = grado de regulación;

$$\alpha = \frac{Q_{\text{REGULADO}}}{\bar{Q}}$$

De acuerdo con su ubicación geográfica:

Los embalses se pueden dividir en cuatro tipos:

- Embalse de valles formados por presas
- Embalses de confinamiento o pondajes
- Embalses de estuario o de delta
- Embalses subterráneos.

En la producción de energía sólo se utilizan los dos primeros tipos. Los de confinamiento o pondajes se usan primordialmente en la zona de aguas abajo de las centrales hidroacumuladoras como embalses inferiores. Los embalses de valle formados por presas pueden ser subdivididos en los siguientes tipos:

- Embalses de llanura
- Embalses de pie de monte
- Embalses de montaña

Los *embalses de llanura* tienen las siguientes características:

a. Un área considerable del embalse (espejo de aguas) y grandes áreas de inundación de tierras por unidad de volumen y de profundidad.

b. Una profundidad máxima relativamente pequeña (hasta unos 40 m), ya que con mayores profundidades, se producen inundaciones de tal naturaleza que conllevan a efectos prácticamente inaceptables en cuanto a desaprovechamiento agrícola o agropecuario de grandes extensiones; reubicación de poblaciones, impactos ambientales desproporcionados; variación en las vías de comunicación o grandes traumatismos, etc.

c. Valores relativamente pequeños del desembalse (entre 2 y 7 m), ya que a causa de las bajas pendientes del río y las laderas, la masa fundamental de agua se encuentra en las capas superiores del embalse. Además, un desembalse muy grande en este caso produce considerables pérdidas de caída y de producción de energía.

d. Grandes variaciones en el espejo de agua o área del embalse durante las oscilaciones del nivel, por lo cual se producen cambios en el ambiente natural y en las condiciones de utilización del embalse.

e. Una gran intensidad en los procesos de desestabilización en las laderas del embalse, constituidas por suelos erosionables y grandes inundaciones de territorios y obras debido a la elevación del nivel freático a grandes distancias del nivel del embalse.

f. Una utilización múltiple del agua, especialmente porque abarca grandes territorios que pueden ser irrigados.

Los *embalses de pie de monte* tienen ciertos rasgos comunes con los de llanura. Las principales características de los embalses de pie de monte son:

a. Una profundidad máxima de 100 m y más y una profundidad media de unos 35 m, ya que las condiciones topográficas y geológicas en estos sitios permiten construir presas altas.

b. Valores considerables del desembalse, de hasta unos 20 m.

c. Menor intensidad de desestabilización de las laderas e inundación de territorios, debido a la presencia de materiales más resistentes y a la topografía correspondiente.

d. Laderas altas y fuertemente inclinadas, lo cual dificulta el aprovechamiento de los terrenos ubicados sobre el embalse.

e. Grandes daños y pérdidas de valiosos terrenos puesto que muchas tierras aptas para la agricultura, vías de comunicación, etc., se encuentran en las partes bajas de los valles de los ríos y en estas zonas. Sin embargo, los territorios inundados y las áreas de influencia son mucho menores que en los embalses de llanura.

Los *embalses de montaña* poseen las siguientes características:

a. Un espejo de aguas relativamente pequeño al igual que el área de los terrenos inundados.

b. Grandes profundidades, ya que en estas zonas se pueden construir las presas más altas gracias a la topografía y la geología. Sin embargo, esta no es una característica obligatoria en estos embalses.

c. Los mayores valores del desembalse, que alcanza hasta 80 metros y más.

d. Menores variaciones del espejo del agua durante los desembalses.

e. Ausencia prácticamente de desestabilización o erosión de las laderas e inundación de territorios de importancia. Una altura poco considerable de las olas producidas por el viento. La desestabilización de las laderas se debe principalmente a sus fuertes inclinaciones.

f. Destrucción relativamente pequeña de tierras arables, vías, etc.

g. Una sedimentación más intensa que en los demás embalses.

Además de los anteriores, existe un tipo de embalse que puede ser clasificado aquí. Se trata de los embalses de lago o laguna.

De acuerdo a sus dimensiones y volumen y teniendo en cuenta las magnitudes de los embalses creados en todo el mundo, éstos pueden ser clasificados de la siguiente manera:

Tipos de embalse	Volumen total km ³	Área del espejo de aguas (km ²)
Gigante	Más de 50	Más de 5.000
Muy grande	Entre 10 y 50	Entre 500 y 5.000
Grande	Entre 1 y 10	Entre 100 y 500
Medio	Entre 0,1 y 1	Entre 20 y 100
Relativamente pequeño	Entre 0,01 y 0,1	Entre 2 y 20
Pequeño	Menos de 0,01	Menos de 2

3.3.4 Análisis de los embalses en el mundo y en Colombia

En el globo terrestre se han creado hasta el momento más de 30.000 embalses de todo tipo. Su volumen total es del orden de 5.000 km³, es decir, cuatro veces más del agua contenida en los cauces de los ríos, que constituye unos 1.200 km³ y el volumen útil total equivalente a 3.000 km³ permite aumentar la escorrentía superficial estable en un 25%. El área total del espejo de aguas es de unos 400.000 km², considerando los lagos como estructuras de regulación y que están siendo utilizados, tales como el lago Victoria, Baical, Ontario, Oniecsh, Venern, Zaisan, etc., este valor sube a los 600.000 km². Desde el año 1950 el volumen de los embalses creció cinco veces y durante este tiempo se crearon todos los grandes embalses.

Tanto por su número como porque posee los embalses más grandes, los Estados Unidos ocupan el primer lugar en el mundo. El número de embalses artificiales en ese país supera los 3.200, incluyendo más de 1.600 embalses con más de 6,2 millones de m³. El resto está constituido por pequeños embalses y pondajes de regulación diaria en centrales de conducción.

Países como Japón, Inglaterra, Italia, Francia y Suiza poseen un enorme número de pequeños embalses, cuyas características y concepciones se están tratando de aplicar en Colombia a través del programa de pequeños lagos que en el año 1989 adelantó el Himat. En contraste, estos países prácticamente no cuentan con embalses de más de 1 km³.

Los embalses se crean tanto en los países desarrollados como en los que se encuentran en vía de desarrollo. Hace unos 30 años en África no existían grandes embalses y actualmente, cuatro de los cinco embalses más grandes del mundo, se encuentran en ese continente. En el Japón, que es un país de territorio limitado, se construyen embalses con una intensidad similar a la Unión Soviética, que en territorio, constituía la sexta parte de la tierra.

Los datos sobre el número y volumen de los embalses de más de 100 millones de m³ se presentan por continentes en el cuadro 3.1.

Actualmente la tendencia al crear embalses es su utilización múltiple, jugando un papel importante el suministro para acueductos y la irrigación junto con la producción de energía y la recreación. La redistribución de la escorrentía territorialmente por medio de embalses, es materia de especial atención.

Cuadro 3.1 Número y volumen de embalses de más de 100 millones de m³, por continentes

Continente	Número de embalses	Volumen total km ³	Volumen de escorrentía superficial km ³	Relación entre el vol. embalsado y el vol. de escorrentía superf. km ³	Volumen embalsado por habitante m ³ x 10 ³
Europa sin URSS (*)	439	489	2844	17,1	0,8
URSS (parte europea)	110	352	1012	35,0	1,9
Asia sin URSS (*)	515	1541	12850	13,8	0,8
URSS (parte asiática)	70	641	3208	9,4	10,3
África	36	902	4657	20,0	2,6
Norteamérica	605	1101	5388	20,0	3,4
Suramérica	74	344	7904	4,0	1,8
Australia y Oceanía	48	63	1919	3,0	3,3
	1717	4440	36261	12,1	1,25
	180	993	4220	23,2	4,2

(*) Antigua Unión Soviética

En cuanto a los grandes embalses, en los últimos años se han creado cerca de 30 embalses con más de 25 km³ de volumen. Además existen decenas de embalses entre 10 y 25 km³ y cientos de embalses entre 1 y 10 km³.

Los índices fundamentales de los mayores embalses del mundo y su correspondiente ubicación se muestra en el cuadro 3.2 y en las (Figuras 3.3 y 3.4).

Cuadro 3.2 Parámetros fundamentales de los mayores embalses del mundo

Embalse	Río	País	Año de llenado	Regulación	Altura presa (m)	Volumen total m ³ X10 ⁹	Embalse útil m ³ X10 ⁹	Área embalse km ²	Usos
Owen Falls (Lago Victoria)	Victoria y Nilo	Uganda y Kenya	1954	Multianual	22	204,8	204,8	76000	H,P,R,D
Bratsk	Angará	Rusia	1961	Multianual	106	169,3	48,2	5470	H,N,R,P,D
Karib	Zambiezi	Zambia	1967	Multianual	100	160,3	46,0	4450	H,N,R,P,D
Nasser	Nilo	Egipto y Sudán	1958	Multianual	100	160,3	46,0	4450	H,N,R,P,D
Volta	Volta	Gana	1963	Multianual	95	157,0	74,0	5120	R,C,H,N,P
Daniel Johnson	Manicuaagán	Canadá	1964	Multianual	95	157,0	74,0	5120	R,C,H,N,P
El Manteco	Caroni	Venezuela	1968	Multianual	70	148,0	90,0	8480	H,N,R,C,D
Gordon M. Jrum	Pis River	Canadá	1967	Multianual	195	141,7	85,9	1940	H,N,C
Krasnaiarsk	Enicei	Rusia	1968	Multianual	136	11,2	55,0	1655	H
Zeisk	Zeia	URSS(*)	1975	Multianual	165	108,4	37,0	2000	H,C,N
Badi Tartar	Tigris	Irak	1970	Anual	100	73,3	30,4	2000	H,N,P,A,D
Kabora Bassa	Zambiezi	Mozambique	1978	Anual	90	68,4	32,1	2419	C,H,N
Sanmuinsia	Juange	China	1962	Multianual	80	65,0	55,0	3500	C,R,H,N,P
Ust-Ilimsk	Angará	URSS(*)	1974	Anual	88	59,4	2,8	1870	H,N,V
Kuibishgusk	Volga	URSS(*)	1957	Anual	25	58,0	34,6	6448	H,N,R,A,P
Bujtarmisnk	Irtish	URSS(*)	1960	Multianual	67	49,6	30,8	5490	H,N,R,A,P

(*) Antigua Unión Soviética

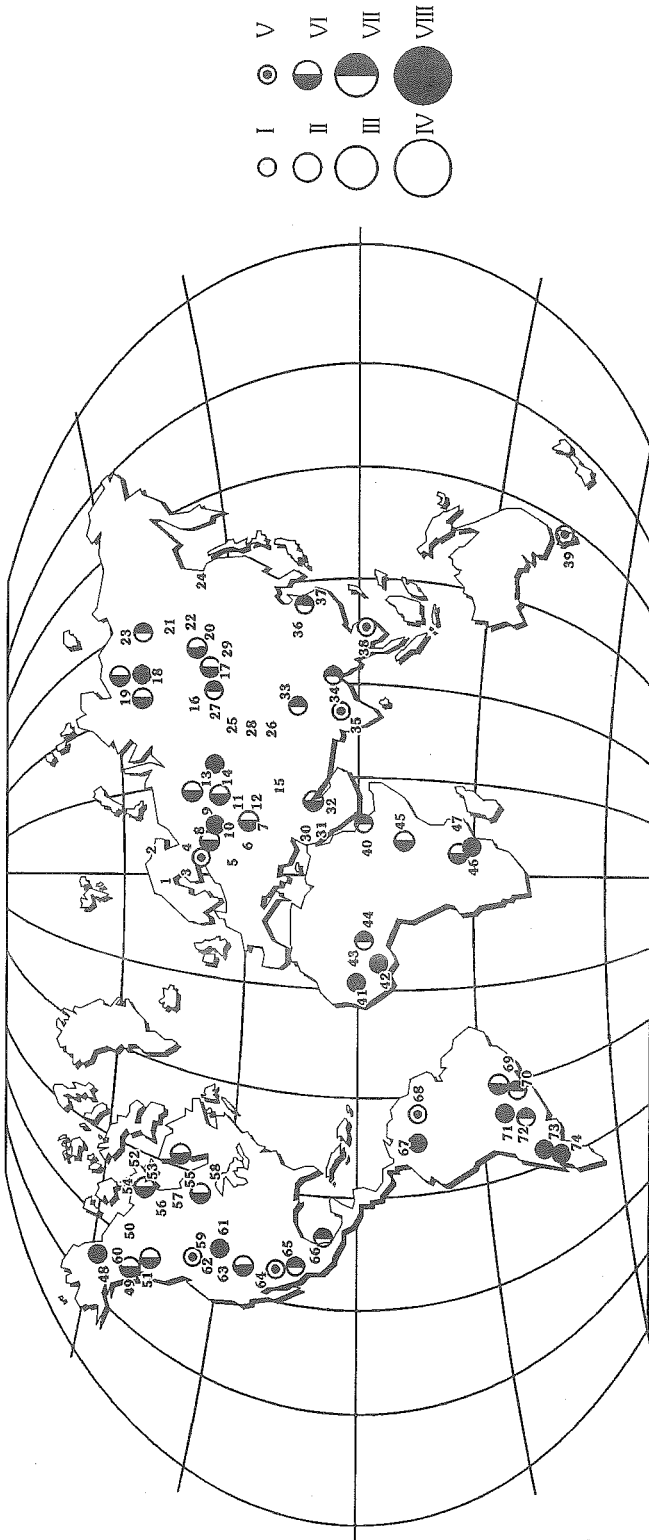


Figura 3.3 Ubicación de los embalses de más de $10 \times 10^9 \text{ m}^3$.

I-IV- Volumen total de los embalses, 10^9 m^3 , I- de 10 a 25; II- de 25 a 50; III- de 50 a 100; IV- > 100; V-VII- Períodos de creación de los embalses; V- hasta 1951; VI- de 1951 a 1960; VII- de 1961 a 1970; VIII- Después de 1970. 1. Tulom; 2. Imand; 3. Kums; 4. Oniesch; 5. Krimienchusk; 6. Kajovsk; 7. Tsimliansk; 8. Ribin; 9. Chebeksar; 10. Kuibushes; 11. Saratov; 12. Volgograd; 13. Kamsk; 14. Bajokamsk; 15. Minguecha; 16. Kradivinsk; 17. Caiansk; 18. Krasnaia; 19. Jantaisk; 19A. Kuricisk; 20. Baikal; 21. Bratsk; 22. Ust-Ilimsk; 23. Viluiusk; 24. Zeisk; 25. Kolimsk; 26. Karchagaik; 27. Bujtarminsk; 28. Toktogul; 29. Nurek; 30. Keban; 31. Tabka; 32. Badi Tartar; 32A. Mocul; 33. Tarvela; 34. Rivand; 35. Nagardschunasagar; 36. San Minsia; 36A. Finman; 37. Sinansian; 38. Bjumipjoli; 38A. Sirkit; 39. Gordan; 40. Nasser; 41. Suapiti; 42. Kosu; 43. Volta; 44. Kaindschi; 45. Owen-facis; 46. Kariba; 47. Kabora - Bassa; 48. Gordan; 49. Nechaco; 50. Míka; 51. Apper Bonton; 52. Churchill falls; 53. Maniguacán; 54. Daniel; 55. Reindir; 56. Nidigon; 57. Lake Kassé; 58. Ontario; 59. Fort Peck; 60. Garrison; 61. Oaje; 62. Fr. Roosevelt; 63. Powell; 64. Mid; 65. Infernillo; 66. Mal paso; 67. El manteco; 68. Brocopondo; 69. Tres marías; 70. Furnas; 71. Ilia Solteira; 72. Itaipú; 73. Cerros colorados; 74. Chocón.

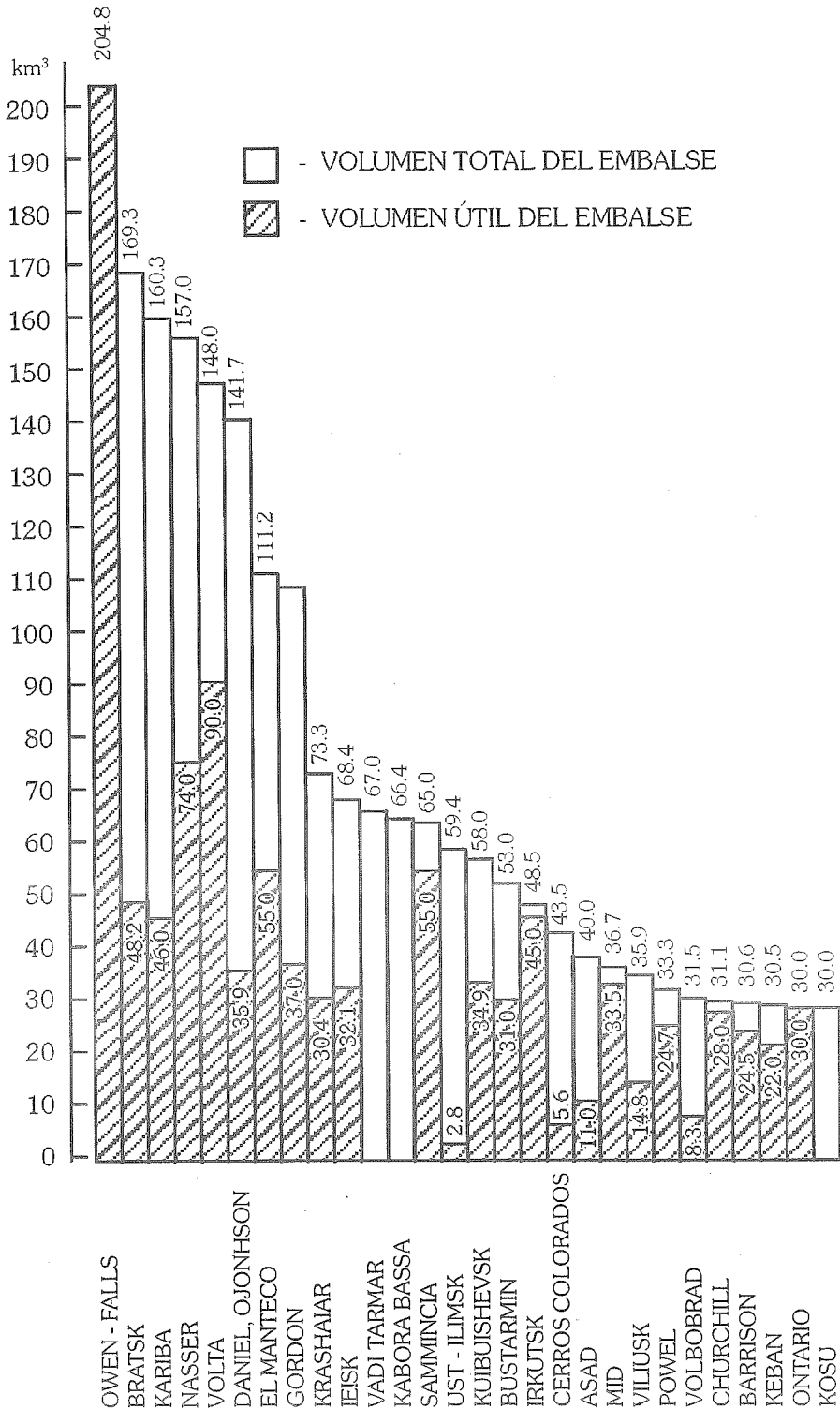


Figura 3.4 Volumen útil y total de los mayores embalses del mundo.

La probabilidad de crear grandes embalses es pequeña en los países con gran utilización de los recursos hídricos y lo contrario sucede en los países de baja utilización, como Colombia. Es de esperar la aparición de grandes embalses, además, en África, Canadá, Alaska, Sur América, en Asia Sur-Oriental y en las regiones orientales de la Unión Soviética.

En la (Figura 3.5) se muestran los esquemas de los mayores embalses del mundo actualmente. Se espera que crezca tanto su número como su volumen.

En Colombia existe una pobre utilización de los recursos hídricos, teniendo en cuenta la capacidad total instalada y el potencial técnicamente utilizable o el económicamente rentable.

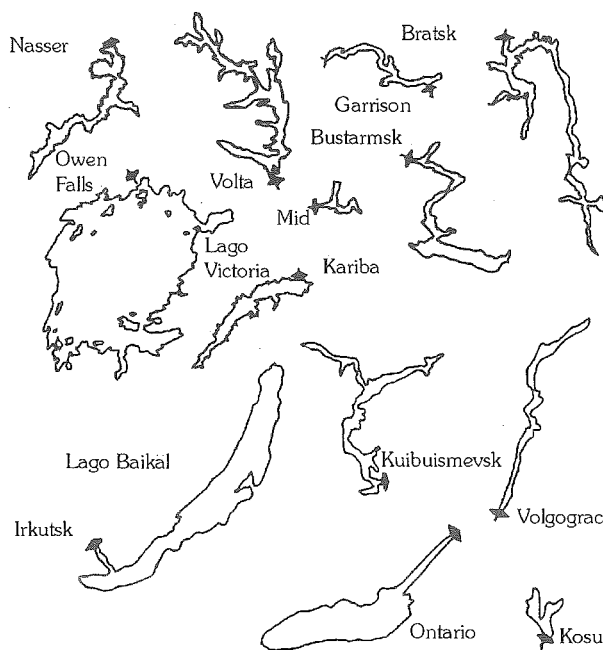


Figura 3.5 Esquemas de los mayores embalses del mundo.

En cuanto a la creación de embalses la situación es mucho más crítica, si se tiene en cuenta que el mayor de los embalses creado hasta el momento, que es El Peñol o Santa Rita, con un volumen útil de sólo $1,17 \text{ km}^3$ es un embalse medio de acuerdo a la clasificación presentada anteriormente.

El número de embalses en Colombia es también relativamente pequeño y no pasan de 15 los que merecen cierta mención por su volumen y su influencia en el desarrollo del país.

Una de las principales razones de esta situación es que las principales centrales hidroeléctricas y los grandes acueductos se encuentran en la región Andina del país, que es también la región central y en donde se encuentra concentrada la mayor parte de la población.

Por tratarse de aprovechamientos de pie de monte o en ríos de montaña, el volumen total de los embalses es verdaderamente pequeño y por lo tanto su capacidad de regulación es muy baja, lo cual crea o agudiza las crisis energéticas que cíclicamente afectan al país.

En este sentido, es difícil encontrar razones de peso por las cuales no se han materializados desarrollos con grandes embalses que permitan disponibilidad suficiente de agua durante los veranos, excepto algunos aspectos ambientales muy críticos.

Estos desarrollos son posibles en los grandes ríos de los Llanos Orientales especialmente. Todo indica que en este campo hay mucho por hacer en el país, lo cual concuerda con una de las conclusiones del estudio del sector de energía eléctrica, cuando se refieren a la necesidad de desarrollar centrales fluviales con grandes embalses, sobre las cuales, ciertamente, existe muy poca experiencia en el país. En el futuro se planea la creación de un gran embalse en el Proyecto Urrá con un volumen útil de 15,35 km³, Urrá I se encuentra operando actualmente con un volumen mucho menor.

En el siguiente cuadro se presenta una lista de los principales embalses que operan en el sistema eléctrico interconectado de Colombia.

Principales embalses existentes en Colombia

Nombre	Capacidad útil m ³ x 10 ⁶
Urrá 1	1.200
Santa Rita (El Peñol)	1.168,9
Betania	1.050,0
Guavio	950
Tominé (Guatavita)	690
Esmeralda (Chivor)	633,5
Salvajina	620
Prado	528
Calima	437,5
Chingaza	230
San Lorenzo (Jaguas)	140
Miraflores	136,1
Playas	102
Neusa	102
Sisga	96
Muña	41,4
Alto Anchicayá	30

3.3.5 Niveles característicos de un embalse de generación y volúmenes correspondientes

Durante su operación, un embalse puede ocupar diferentes cotas o niveles del agua, en función de los caudales aportados por el río y de los caudales turbinados o, en general, de las características de la demanda y de los requerimientos de caída.

Existen algunos niveles que por su ubicación o por sus particularidades especiales, merecen mención y cierto tratamiento específico, especialmente desde el punto de vista de la generación de energía. Además estos niveles forman o limitan ciertos volúmenes del embalse que también tienen significado especial en los estudios de generación y en la misma operación de los embalses, esos niveles y volúmenes son: (Figura 3.6).

Nivel máximo normal (N.M.N.)

Esta es la cota máxima que alcanza la lámina de agua en el embalse cuando éste está operando en condiciones normales, es decir, cuando por el río está transitando un caudal más o menos similar al medio con variaciones poco considerables y simultáneamente se está atendiendo la demanda de agua en forma satisfactoria. (Figura 3.6). Este nivel representa la máxima cota hasta la cual puede llenarse con cierta regularidad el embalse y se puede sostener durante un lapso indefinido de tiempo, dependiendo del régimen hidrológico y de la demanda.

Tal como se muestra en la (Figura 3.6) el N.M.N. coincide con la cota de la cresta del vertedero cuando éste es sin compuertas. Si el vertedero está equipado con compuertas, el N.M.N. corresponde al nivel de la arista o borde superior de la compuerta. Es decir, el vertedero es la estructura que controla los excedentes buscando, en cierto modo, la permanencia de este nivel.

La cota del N.M.N. es un dato fundamental y su selección merece un capítulo aparte ya que determina el valor de la potencia instalada, la producción de energía, las características del equipo de generación, el área de los territorios inundados, la creación de gradientes hidráulicos, la inundación de poblaciones, desestabilización de laderas, etc. Se le denomina también nivel de aguas máximas de operación (NAMO).

Nivel máximo de creciente (N.M.C.)

Es el nivel que se presenta en el embalse cuando por el vertedero está pasando la creciente de diseño, es decir, el caudal correspondiente a la máxima creciente esperada durante la vida útil del proyecto y que, en general, posee cierto nivel de probabilidad o período de retorno. Este nivel se presenta durante un período de tiempo bastante corto y con una frecuencia baja y por lo tanto, en el diseño se considera como un caso especial o extraordinario. De la misma forma, las inundaciones causadas por este nivel son esporádicas. Por lo anterior, este nivel no se tiene en cuenta en cálculos de generación y en la determinación de la caída estática o de la caída neta. Es importante al dimensionar el vertedero

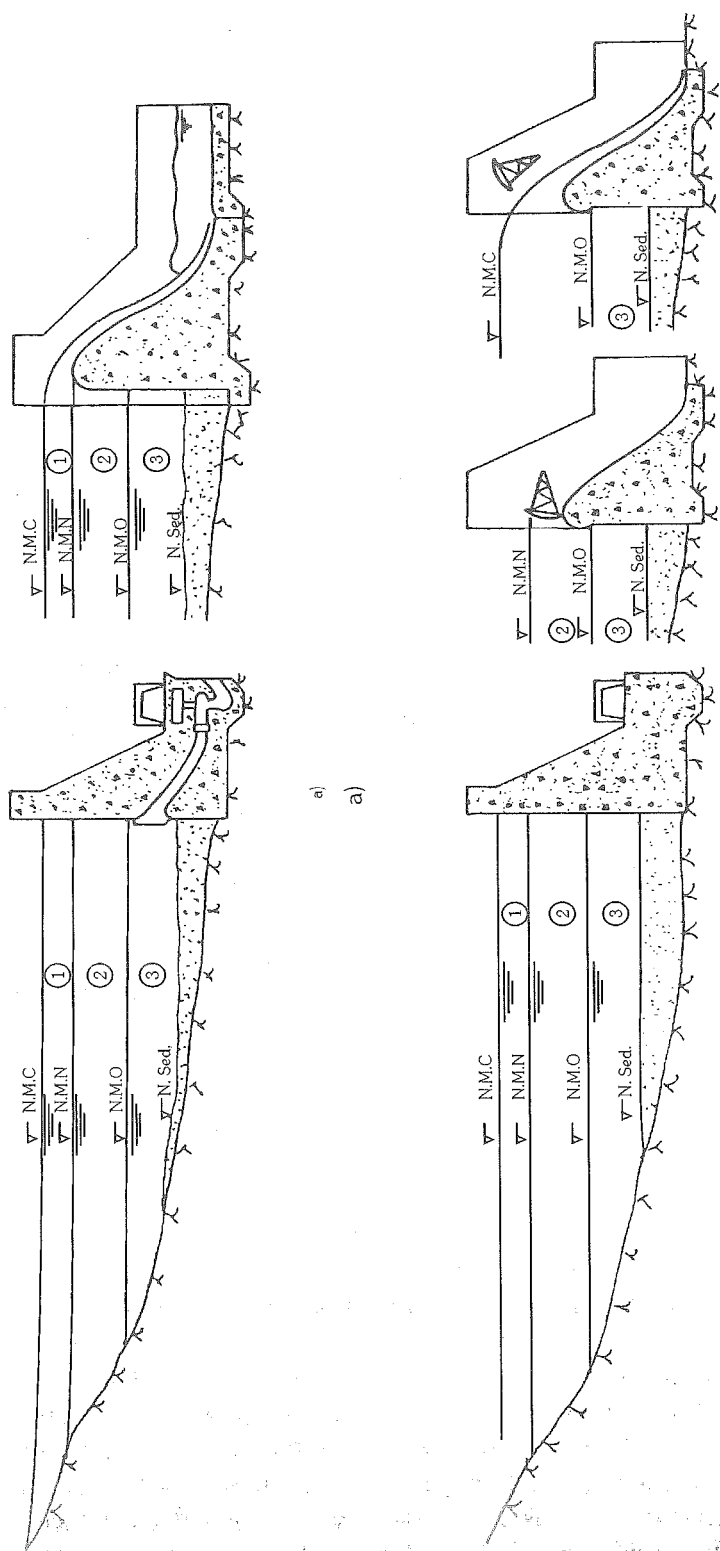


Figura 3.6 Niveles característicos de un embalse de generación y volúmenes correspondientes.
a) Embalse asociado a un vertedero sin compuertas.
b) Embalse asociado a un vertedero con compuertas.

1. Volumen de amortiguamiento;
2. Volumen útil
3. Volumen muerto

y la altura de la presa (Figura 3.6). Se le denomina también nivel de aguas máximas extraordinarias (NAME).

Nivel mínimo de operación (N.M.O)

Durante la utilización del agua acumulada en un reservorio, es necesario realizar desembalses frecuentes que, obviamente, representan disminuciones importantes del nivel de la lámina y de la caída disponible. El nivel mínimo de operación corresponde al máximo desembalse que obedece a la optimización de la operación del embalse, desde el punto de vista de la máxima producción de energía anual por parte de la central. Además, este nivel está controlado por el volumen de sedimentos acumulados durante la vida útil del embalse, que generalmente varía entre 50 y 75 años. Se acepta que no es productivo ni conveniente realizar desembalses por debajo del N.M.O, es decir, el embalse nunca se opera por debajo de este nivel.

En cualquier caso, la clave de la captación se debe ubicar por debajo del N.M.O. en un valor equivalente a la sumergencia S (Figura 3.7) para evitar la formación de vórtices que disminuyen su capacidad hidráulica y producen fuertes vibraciones y cargas dinámicas considerables.

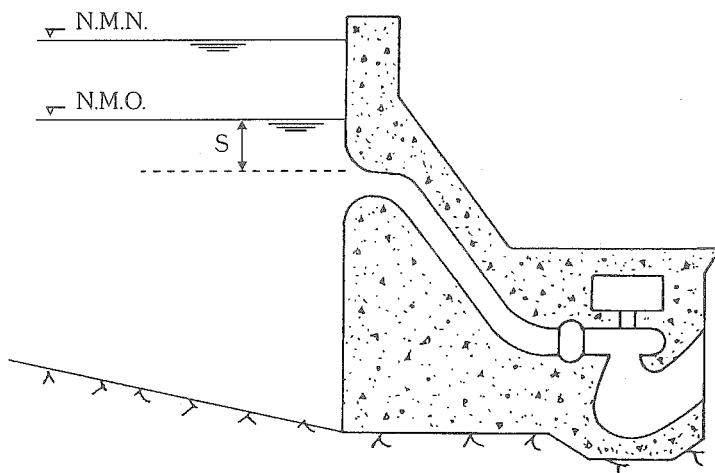


Figura 3.7 Valor de la sumergencia S de la clave de la captación con respecto al nivel mínimo de operación N.M.O.

La determinación del nivel mínimo de operación se realiza en la siguiente forma:

En primer lugar, se realiza la optimización de la profundidad máxima del desembalse $h_{\text{máx}}$ (conociendo el N.M.N.) desde el punto de vista de la máxima producción de energía y teniendo en cuenta la variación de caídas más convenientes en el equipo de generación. Es decir, sus limitaciones por eficiencia especialmente.

La optimización de la máxima profundidad del desembalse se estudiará en un capítulo aparte.

En segundo lugar, se calcula el volumen de sedimentos esperado durante la vida útil del proyecto y se ubica en el embalse a partir del fondo, suponiendo que este volumen se distribuye uniformemente desde el fondo hasta una superficie superior horizontal. (Figura 3.6). Esta superficie superior es lo que se denomina como nivel de sedimentación (N. Sed).

Si el nivel de sedimentación resulta ubicado por debajo del máximo desembalse, entonces este último coincide con el N.M.O. Es decir, lo determina. En este caso, la captación puede ubicarse en cualquier sitio entre el N.M.O. y el nivel de sedimentación (considerando la sumergencia) y la decisión se toma en función, principalmente, de un análisis económico; ya que las variaciones en la cota de la captación dentro de estos límites, implican variaciones en la profundización de las conducciones, en la longitud de los pozos de compuertas y de las almenaras, etc., y por consiguiente, en sus costos. Este caso es muy poco frecuente y se presenta generalmente en los embalses de llanura (Figura 3.8a).

Lo más frecuente es que el nivel de sedimentación resulte por encima del máximo desembalse optimizado, convirtiéndose en el principal factor que controla el N.M.O. Aquí, la solera de la captación se ubica un poco por encima del nivel de sedimentación para evitar su colmatación o la entrada de sedimentos. Así, el N.M.N. se ubica por encima de la clave de la captación en un valor igual a la sumergencia. (Figura 3.8b).

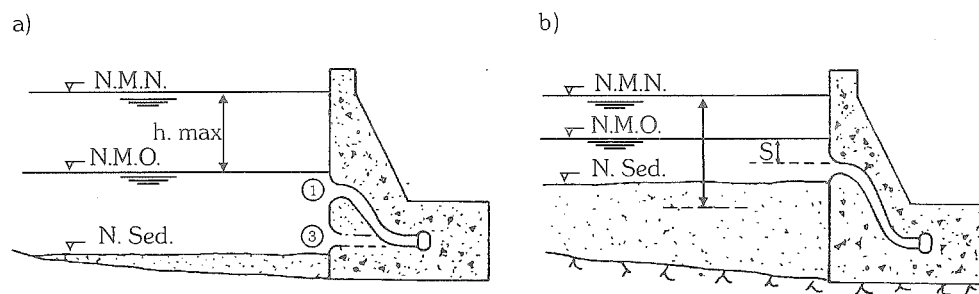


Figura 3.8 Determinación del nivel mínimo de operación

- a) Caso en el cual el N.M.O. está condicionado sólo por el valor del máximo desembalse (óptimo). Los número 1 y 2 corresponden a alternativas de ubicación de la captación.
- b) Caso en el cual el N.M.O. está controlado por el nivel de sedimentación a pesar de que teóricamente el máximo embalse podría alcanzar una cota inferior.

Nivel nominal de operación (N.N.O.)

Este es el mínimo nivel con el cual se puede garantizar la potencia instalada de la central o potencia nominal. A partir de este nivel se determina la caída de diseño de la central y por lo tanto su determinación tiene gran importancia ya que define uno de los parámetros de diseño más relevantes.

En general, se puede decir que este nivel es cercano al centro de gravedad del embalse y en cálculos preliminares se puede tomar como la mitad inferior entre el N.M.O. y el N.M.N., así:

$$N.N.O. = \frac{\frac{N.M.N. + N.M.O.}{2} + N.M.O.}{2}$$

Existe además un nivel que no es ocupado por el agua en el embalse sino por los sedimentos depositados en él y reviste gran valor porque en la mayoría de los casos controla y limita el N.M.O.

Nivel de sedimentación (N. Sed.)

El material sólido transportado por los ríos se deposita en los embalses causando su sedimentación al final de la vida útil del diseño, que varía entre 50 y 75 años, alcanzando un determinado nivel en las inmediaciones de la captación. Este es el llamado nivel de sedimentación. El patrón de sedimentación, es decir el perfil longitudinal formado por los sedimentos depositados a lo largo del embalse, no es uniforme dado que el material más grueso se deposita en la cola del embalse, formando barras que avanzan paulatinamente. En las zonas más profundas se depositan los sedimentos en suspensión. Sin embargo, lo usual en estudios preliminares es considerar que el volumen de sedimentos acumulados durante la vida útil del diseño, se distribuya uniformemente en el embalse formando una superficie superior horizontal, que es precisamente lo que se toma como el nivel de sedimentación (Figura 3.6).

En capítulos posteriores se expondrá brevemente la metodología para determinar el volumen de sedimentos depositados en un determinado embalse, a partir de los datos sobre transporte y concentración de sedimentos.

Entre los niveles anteriormente anotados se forman algunos volúmenes en el embalse, que tienen importancia desde el punto de vista funcional; estos volúmenes son:

Volumen de amortiguamiento

Se trata del volumen del embalse comprendido entre el N.M.N. y el N.M.C. (Figura 3.6). Este es el volumen que participa directamente en el amortiguamiento o tránsito de las crecientes, alojando buena parte del volumen de agua aportado por éstas.

Desde el punto de vista de generación de energía este volumen no tiene mayor importancia.

Volumen útil

En un embalse el volumen útil es el comprendido entre el N.M.O. y el N.M.N. y representa el único volumen de agua depositada en el embalse que realmente

puede ser utilizado en la producción de energía durante los sucesivos desembalses entre estos dos niveles (Figura 3.6).

Se entiende que los demás volúmenes del embalse no son útiles desde el punto de vista de generación de energía.

Es importante recalcar que, este volumen se llama útil puesto que es el aprovechado efectivamente en la regulación de los caudales y es el único volumen del embalse disponible para mantener una entrega garantizada de aguas para el consumo o generación, especialmente en los períodos de déficit de agua en el río. Así, el volumen útil, se utiliza sistemáticamente para la distribución de los caudales en el embalse en concordancia con las exigencias de los diferentes usuarios y consumidores.

Volumen muerto

El volumen muerto de un embalse es el comprendido entre el N.M.O. y el fondo del embalse. Dicho volumen no se utiliza para satisfacer ningún tipo de demanda y por lo tanto, no participa en la aportación de caudales en la generación de energía, no forma parte del volumen aprovechable y directamente no participa en la regulación de la escurrentía ya que los desembalses no llegan hasta ese nivel.

Casi siempre, la mayor parte de este volumen está previsto para ser ocupado por los sedimentos que se depositan en los embalses.

En la práctica es común ubicar descargas de fondo por debajo del N.M.O., es decir, dentro del volumen muerto, con el fin de evacuar rápidamente el agua del embalse y desocuparlo para reparaciones o revisiones o para realizar lavados de sedimentos o descargas permanentes de caudales mínimos con fines sanitarios en las zonas ubicadas aguas abajo del embalse (Figura 3.6).

3.4 SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN EMBALSE DE REGULACIÓN ANUAL

La forma más práctica y precisa de realizar los estudios de generación de una central hidroeléctrica, es efectuando inicialmente una simulación de la operación del embalse con la cual se obtienen los parámetros básicos del diseño de la central.

Esta simulación se adelanta utilizando la serie disponible de caudales medios mensuales y consiste en un seguimiento que se hace de las variaciones de los caudales, de los volúmenes y de los niveles a partir de los cuales se deducen las potencias que puede suministrar el proyecto mes por mes y la energía anual que se puede producir en la central, siguiendo una determinada regla de operación seleccionada de antemano.

La serie disponible de caudales puede ser la natural del río o una serie generada por métodos estocásticos. De acuerdo con esto, se supone que durante la vida útil del proyecto se presentarán caudales medios mensuales similares a

los de la serie utilizada y que el embalse se operará tal como se supuso en la simulación.

Esencialmente, la simulación se realiza resolviendo en forma analítica o gráfica la ecuación del balance hídrico del embalse presentada en los tipos de regulación como la ecuación (3.4)

En esta actividad se tiene en cuenta que el embalse efectúa una regulación anual de los caudales medios y la regla de operación debe ser aquella que finalmente de como resultado la máxima producción de energía en la central. Esto se logra, en rigor, por medio de la confrontación de diferentes reglas de operación, hasta encontrar la óptima con la ayuda de la programación dinámica que más adelante se explica y que requiere del uso de un computador de alta resolución. Sin embargo, existen métodos mucho más sencillos de adelantar la simulación con reglas de operación prefijadas, como el de la “cuerda tirante”, que se recomienda en estudios de factibilidad y que es la que se aplica en los ejemplos de este texto, por considerar que es el procedimiento que permite visualizar y entender en forma más clara este proceso.

De acuerdo a lo anterior, antes de entrar a explicar la secuencia que se debe seguir en la simulación, se presentan las nociones fundamentales relacionadas con la curva diferencial de masas, que es la base de la regla de operación del embalse conocida con el nombre de la “cuerda tirante”.

3.4.1 La curva diferencial de masas y sus aplicaciones en los cálculos de regulación

El proceso de simulación de la operación de un embalse y de sus posibilidades de regulación se puede realizar en forma gráfica, en forma analítica, usando computadores o en forma tabular. En el método gráfico las variaciones de la esorrentía o aportes de un río al embalse, lo mismo que las variaciones del consumo de agua, se pueden representar por medio de hidrogramas o de curvas de masas.

La curva de masas es la representación gráfica de la sucesión cronológica de los volúmenes de agua aportados por un río en forma creciente o acumulativa.

La curva de masas se construye a partir del hidrograma de los caudales medios mensuales de una corriente natural. El volumen de agua acumulada durante el intervalo de tiempo dt es el volumen de agua que ha escurrido en el río en ese tiempo y está determinado por el área de la franja elemental de base dt y altura Q en el hidrograma de caudales medios (Figura 3.9 a). De tal manera:

$$dV = Q dt \quad (3.5)$$

El volumen de la esorrentía durante el tiempo t , será:

$$V = \int_0^t Q dt \quad (3.6)$$

Si se calculan en forma sucesiva los volúmenes de escorrentia $V_1, V_2, V_3, \dots$ correspondientes a los intervalos de tiempo $0-t_1, 0-t_2, 0-t_3, \dots$ y se llevan a un sistema de coordenadas cartesianas (los volúmenes en el eje de las ordenadas y el tiempo en el de las abscisas), entonces se tiene un conjunto de puntos. Al unir esos puntos se obtiene la curva de masas de los caudales del río (Figura 3.9b).

La construcción de la curva de masas se realiza a través de los puntos finales de los intervalos de tiempo Δt y el correspondiente incremento de volumen se calcula como:

$$\Delta V = Q \Delta t; \quad V = \sum_0^t Q \Delta t$$

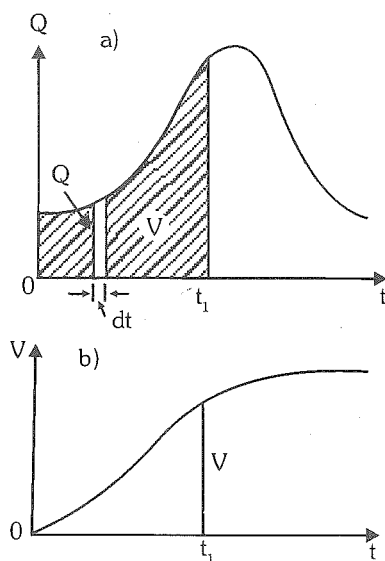


Figura 3.9 a) Hidrograma de caudales
b) Curva de masas construidas a partir del hidrograma

y con el intervalo de tiempo Δt constante, se tiene:

$$V = \Delta t \sum_0^t Q$$

Donde:

Q son los caudales medios en el intervalo Δt .

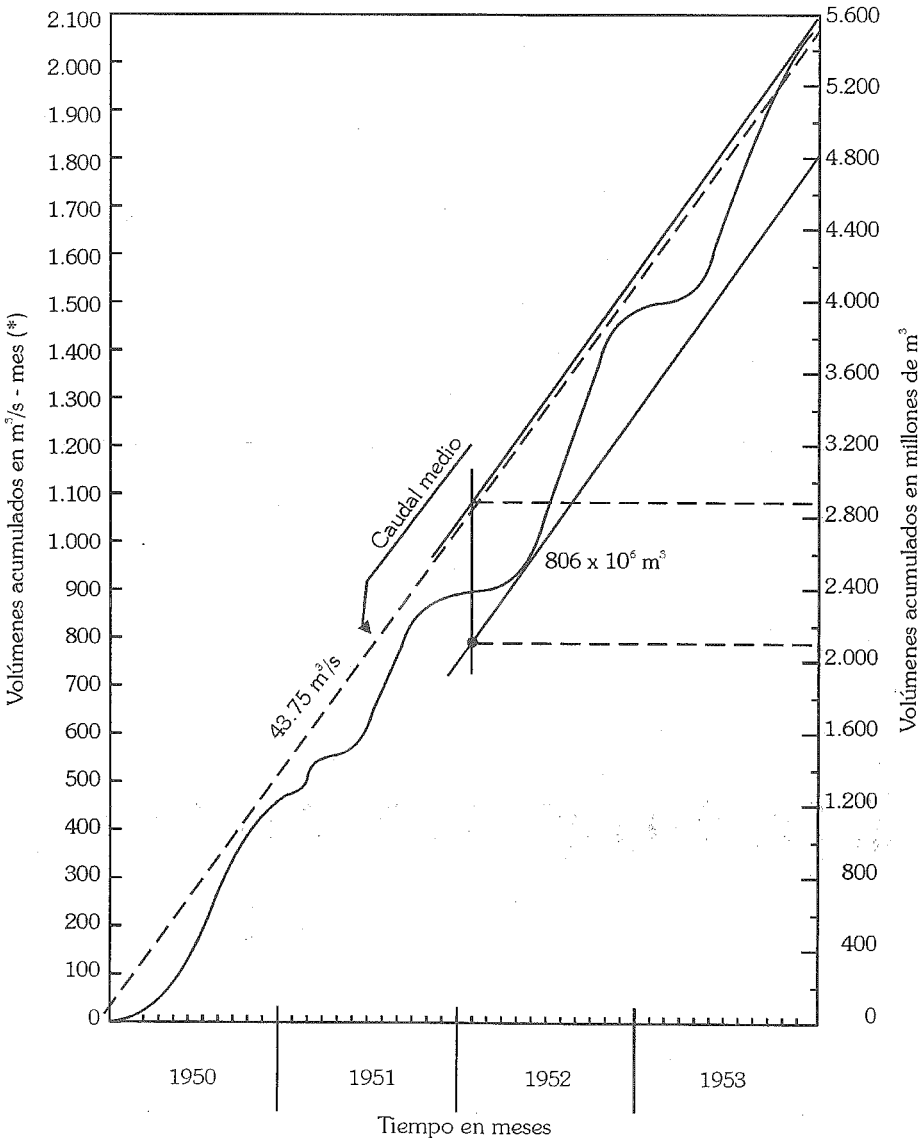
Cuando se manejan caudales medios mensuales, el intervalo de tiempo será un mes y en segundos corresponde a $60 \times 60 \times 24 \times 30 = 2.592.000$ s. y entonces se tiene:

$$V = 2.592.000 \sum_0^t Q$$

En el caso de que se manejen caudales medios diarios, el intervalo de tiempo será un día y en segundos corresponde a $60 \times 60 \times 24 = 86.400$ s. y entonces se tiene:

$$V = 86.400 \quad Q \quad \sum_0^t$$

En la (Figura 3.10) se muestra una curva de masas construida para un caso real. En forma más exacta, se puede tener en cuenta la diferencia en el número de días de los diferentes meses, considerándolos en forma ponderada.



(*) Al multiplicar el caudal por los segundos del mes, se obtiene el volumen mensual

Figura 3.10 Curva de masas para un caso real

Propiedades de la curva de masas

Las aplicaciones de la curva de masas residen precisamente en la utilización práctica de sus propiedades fundamentales, las que a continuación se describen.

1. La curva de masas es siempre creciente ya que el agua que escurre en el río viene a añadirse a toda la que fluyó anteriormente.

2. Cada ordenada de la curva corresponde al volumen total de escorrentía durante el tiempo, desde el inicio del cálculo hasta el momento correspondiente a dicha ordenada.

3. La diferencia de ordenadas entre dos puntos de la curva es igual al volumen de escorrentía durante el intervalo de tiempo entre ellas.

4. Para $Q = \text{const.}$ en cierto intervalo de tiempo, el volumen de escorrentía en los límites de este intervalo se expresa con la ecuación $V = Q/t$ y la curva de masas a partir de un hidrograma escalonado será una poligonal abierta formada por varias líneas rectas.

5. La tangente del ángulo de inclinación α con la horizontal de la línea que corta a la curva de masas en los puntos A y B es igual al valor del caudal medio $\bar{Q}$ en el intervalo de tiempo entre estos puntos (Figura 3.11):

$$\tan \alpha = BC / AC = \Delta V / \Delta t = \bar{Q}$$

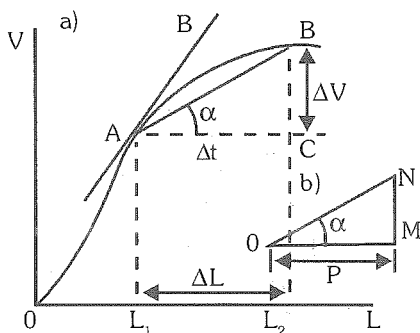


Figura 3.11 a) Curva de masas y b) Transportador angular o escala angular.

6. Al acercarse el punto B al punto A y en el momento en que estos dos puntos coinciden, la recta cortante se convierte en la tangente en este punto. La tangente del ángulo de inclinación de esta recta es igual al caudal instantáneo Q en el punto de tangencia:

$$\tan \alpha = \frac{dV}{dt} = Q$$

Si 1m^3 y 1 segundo se construyen a la misma escala, por ejemplo, 1mm para cada uno de ellos, esta relación es directa desde el punto de vista gráfico.

Pero si las escalas E_V y E_T para los volúmenes y para el tiempo son diferentes ($E_V \neq E_T$) entonces:

$$BC = \Delta V / E \quad y \quad AC = \Delta t / E_T$$

y por lo tanto

$$\tan \alpha = \frac{\Delta V}{E_V} / \frac{\Delta t}{E_T} = \frac{Q E_T}{E_V}$$

o

$$Q = \tan \alpha \frac{E_V}{E_T}$$

7. Los puntos de inflexión de la curva de masas, tales como I_1 e I_2 en la (Figura 3.12) corresponden respectivamente a los caudales máximos de crecida y mínimos de verano del hidrograma de caudales instantáneos.

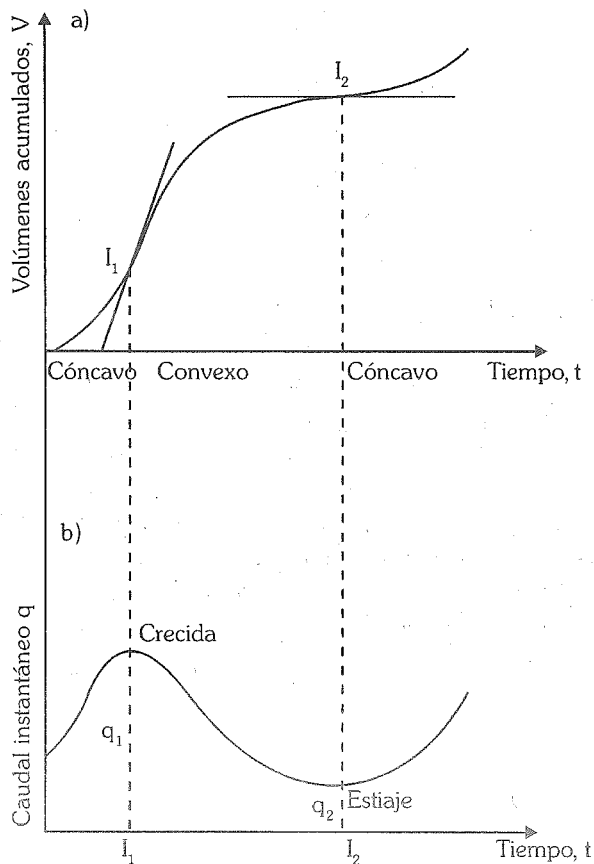


Figura 3.12 Propiedad de los puntos de inflexión de la curva de masas.

8. En la (Figura 3.10) se ve que la línea que une los puntos extremos de la curva de masas (línea de trazos en la figura) es una línea cuya tangente representa el valor del caudal medio del río durante todo el intervalo de tiempo para el cual se construye la curva de masas. Esta es una consecuencia directa de la propiedad número 5.

Transportador angular para medir caudales

Así como en la medición corriente de ángulos se usa un transportador común, es posible construir una especie de transportador especialmente para medir los caudales a partir de una curva de masas construida en un sistema de coordenadas, en donde las abscisas representan el tiempo y las ordenadas los volúmenes de agua acumulada.

De tal manera, en la práctica los caudales a partir de la curva de masas no se determinan como la tangente del ángulo α , sino de acuerdo al transportador de caudales en el cual la inclinación de una determinada línea corresponde a un determinado valor de $\tan \alpha$, es decir, corresponde a un determinado caudal Q . Esto permite determinar el caudal en cualquier tramo de la curva de masas con la ayuda de un triángulo y una regla.

Expliquemos la esencia del transportador de caudales:

En el mismo papel en donde se construyó la curva de masas, se traza un segmento de recta ($OM = p$). A través del punto M se traza una vertical (Figura 3.11b) y a través del punto O se traza la línea ON paralela a AB. De la semejanza de triángulos ONM y ABC se desprende que:

$$\frac{NM}{p} = \frac{BC}{AC} = \frac{\Delta V}{\Delta t} = Q$$

De donde se deduce que $NM = pQ$.

De tal manera, las rectas trazadas desde el punto O paralelas a la secante o a la tangente en la curva de masas, al cortarse con la recta NM forman segmentos proporcionales a los correspondientes caudales. Es decir, el eje NM es una escala de caudales y la (Figura 3.11b) en su totalidad, es un transportador de caudales. El punto O se denomina polo del transportador o centro. El tramo p es la distancia polar o radio del transportador. Este dispositivo también puede ser denominado Escala Angular de Caudales.

El tramo NM en el transportador de caudales, tomado o trazado a la misma escala de los caudales E_Q será Q/E_Q , pero por otro lado se tiene que:

$$NM = p \tan \alpha$$

ó

$$\frac{Q}{E_Q} = pQ \frac{E_T}{E_V} \quad (3.7)$$

De donde se desprende que:

$$p = \frac{E_v}{E_Q E_T} \quad (3.8)$$

Donde:

$E_v E_Q E_T$ son los valores en m^3 , m^3/s y s en una misma unidad (por ejemplo, en 1 cm o 1 mm). Esa misma unidad o dimensión le corresponde a p .

Para que la curva de masas y el transportador de caudales resulten de dimensiones prácticas y utilización cómoda, las escalas E_v y E_T se deben corresponder entre sí. En esta selección se deben tener en cuenta las dimensiones de la figura, tanto en las abscisas como en las ordenadas, es decir, la inclinación de los radios.

El transportador de los caudales o escala angular permite construir la curva de masas a partir de un hidrograma escalonado (Figura 3.1), sin necesidad de calcular y sumar los volúmenes de escorrentía. En la (Figura 3.13) se tiene un hidrograma de caudales $Q_1, Q_2, Q_3, \dots$ en escala E_Q y E_T . Tomando para la curva W la escala E_v se calcula la distancia focal o radio p y se trasladan a la escala Q todos los caudales de la figura y a partir del polo se trazan radios hasta todos estos valores de los caudales. Luego se dibujan los segmentos 1-2; 2-3; 3-4;.... paralelos a estos radios. La poligonal obtenida será la curva de masas correspondiente al hidrograma de caudales.

La exactitud de la construcción de los tramos de la curva se chequea directamente con los cálculos (para cualquier intervalo de tiempo Δt) de los incrementos de volumen ΔV conociendo el caudal Q o al contrario.

En la (Figura 3.16c) se muestra el transportador de caudales o escala angular usada en los cálculos de regulación de ese ejemplo.

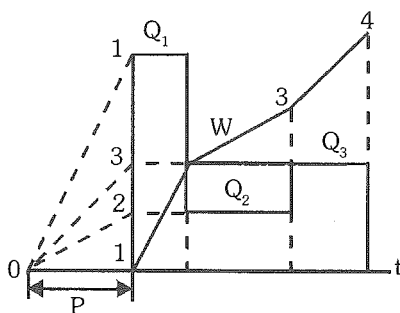


Figura 3.13 Hidrograma de caudales, transportador o escala angular y curva de masas

Cuadro auxiliar para construir la curva de masas

A continuación se presenta un modelo del sencillo cuadro que se puede realizar para construir la curva de masas a partir de un hidrograma de caudales medios mensuales. El hidrograma se muestra en la (Figura 3.1a) y la correspondiente curva de masas se muestra en la (Figura 3.14).

Cuadro para construir la curva de masas de la Figura 3.14 a partir del hidrograma de la Figura 3.1a.

Meses	Caudales m^3/s	Δt (s)	$Q \Delta t$ $\text{m}^3 \times 10^6$	$\Sigma Q \Delta t$ $\text{m}^3 \times 10^6$
E	180	2.592.000	465.56	465.56
F	230	2.592.000	596.16	1.061.72
M	220	2.592.000	570.24	1.631.96
A	415	2.592.000	1.075.68	2.707.64
M	880	2.592.000	2.280.96	4.988.60
J	840	2.592.000	2.177.28	7.165.88
J	1.080	2.592.000	2.799.36	9.965.24
A	830	2.592.000	2.151.36	12.116.60
S	780	2.592.000	2.021.76	14.138.36
O	590	2.592.000	1.529.28	15.667.68
N	710	2.592.000	1.840.32	17.508.00
D	370	2.592.000	959.04	18.467.04

Con los datos de este cuadro se construye la curva de masas, es decir, a cada mes le corresponde un volumen bajo la columna $\Sigma Q \Delta t$. Δt son los segundos de un mes.

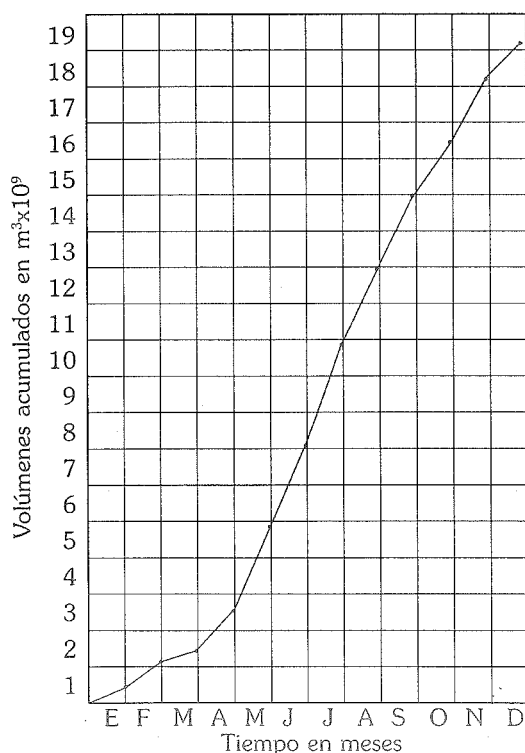


Figura 3.14 Curva de masas correspondiente al hidrograma de caudales medios mensuales de la Figura 3.1a (Río Guayabero - Guayupé)

Curvas diferenciales de masas

La construcción de la curva de masas tal como se ha descrito hasta el momento, en coordenadas cartesianas (Figura 3.10) durante un período de tiempo largo, requiere de un gráfico de grandes dimensiones verticales o de una escala muy pequeña de los volúmenes y entonces la curva pierde claridad y visualidad, tornándose muy incómoda en los cálculos de regulación. Por lo anterior, en la práctica se utiliza no la curva de masas sino una curva diferencial de masas que puede ser representada como la curva de masas en coordenadas inclinadas. Esto permite usar escalas normales para los volúmenes y conservando la claridad y visualidad para los cálculos de regulación, la curva expresa nítidamente las diferentes estaciones o períodos de verano e invierno, lo mismo que permite distinguir entre los años húmedos y los secos.

Para construir la curva diferencial de masas representemos en el hidrograma de los caudales (Figura 3.15a) cierto caudal constante Q_0 y restémoselo a todos los caudales Q del hidrograma y sumemos todas las diferencias $(Q - Q_0)$, así, obtendremos:

$$V' = \int_0^t (Q - Q_0) dt = \sum_0^t (Q - Q_0) \Delta t \quad (3.9)$$

ó:

$$V' = \int_0^t Q dt - \int_0^t Q_0 dt = \sum_0^t Q \Delta t - \sum_0^t Q_0 \Delta t = V - V_0 \quad (3.10)$$

Donde:

V es la ordenada de la curva de masas común en coordenadas cartesianas.

V_0 es la ordenada de la curva análoga con un caudal constante Q , es decir, para un caudal o escorrentía convencionalmente (imaginariamente) uniforme.

Sumando (integrando) los valores V' en la (Figura 3.15b) se obtiene la curva diferencial de masas.

En la (Figura 3.15c) se muestran las curvas de masas en coordenadas cartesianas construidas para una escorrentía real (OA) y para un caudal constante Q (según la recta OB). De acuerdo con la fórmula (3.10) las ordenadas de la curva diferencial son iguales a los tramos verticales entre las líneas OA y OB. Es decir, la curva O' A' (Figura 3.15d) es la misma curva OA pero construida de tal manera que la recta OB adquiera una posición horizontal y que el eje original de las abscisas quede inclinado de acuerdo con la dirección O' C'. Cualquier segmento vertical M' N' entre O' A' y O' C' es igual al segmento MN entre OA y CC. Por lo tanto, la curva O' A', es decir, la curva diferencial en los ejes O' B' y O' V', se puede considerar como la curva de masas corriente pero en coordenadas inclinadas O C (abscisas) y O W (ordenadas).

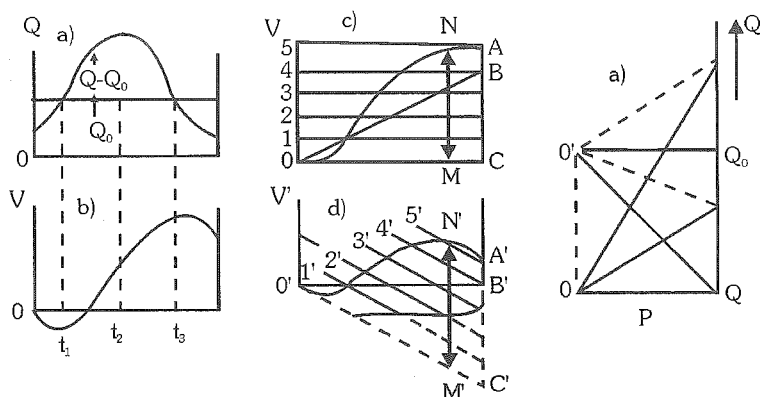


Figura 3-15

- a) Hidrograma de caudales
- b) Curva diferencial de masas en coordenadas rectangulares
- c) Curva total de masas en coordenadas rectangulares
- d) Curva de masas en coordenadas inclinadas
- e) Transportador o escala angular.

Con el fin de controlar la construcción y para calcular las ordenadas, se puede trazar una serie de rectas paralelas a $O' C'$ y correspondientes a valores enteros "redondos" de los volúmenes de agua en el eje $O' V'$. Estas rectas sirven de cuadrícula del sistema de coordenadas inclinadas en la escala de los volúmenes. Con esta cuadrícula y de acuerdo al principio de las diferencias se pueden ubicar los volúmenes crecientes directamente, sin necesidad de calcularlos. Sin embargo, en la práctica es más cómodo construir la curva usando los incrementos de las diferencias y, en general, la cuadrícula no se construye.

De la construcción de la curva diferencial de masas se desprenden las siguientes propiedades:

1. En los períodos en los cuales $Q < Q_0$ la curva tendrá una inclinación o tangente negativa:

$$\tan \alpha < 0$$

2. En los períodos en los cuales $Q > Q_0$ la curva tendrá una inclinación o tangente positiva:

$$\tan \alpha > 0$$

3. La diferencia de las ordenadas de dos puntos de la curva (para los instantes t_1 y t_2) será:

$$\begin{aligned} V_2^1 - V_1^1 &= \int_0^{t_2} (Q - Q_0) dt - \int_0^{t_1} (Q - Q_0) dt = \int_{t_1}^{t_2} Q dt - \int_{t_1}^{t_2} Q_0 dt = \\ &= V_2 - V_1 - Q_0 (t_2 - t_1) \end{aligned} \quad (3.11)$$

4. En correspondencia con las expresiones (3.5) y (3.9) se tiene que:

$$\frac{d V^1}{d t} = (Q - Q_o)$$

es decir, la tangente del ángulo de inclinación de la tangente al eje de las abscisas expresa la diferencia $Q - Q_o$. De la misma manera la tangente del ángulo de inclinación de la secante da el valor medio de la diferencia $Q - Q_o$ o la diferencia $\bar{Q} - Q_o$. Para:

$$Q = Q_o \quad \frac{d V^1}{d t} = 0$$

es decir, en esos puntos, la curva diferencial de masas tiene un máximo o un mínimo (punto de transición).

5. Si Q_o es igual al caudal medio durante el período considerado, es decir, $Q_o = \bar{Q}$, el punto final de la curva V^1 se encuentra en el eje de las abscisas.

Es importante tener en cuenta que en la práctica casi siempre el caudal Q_o que se resta a todos los caudales del hidrograma para construir la curva diferencial de masas, es precisamente el caudal medio $\bar{Q}$, es decir, por lo general se tiene que:

$$Q_o = \bar{Q}$$

6. El transportador de caudales o escala angular se construye en coordenadas cartesianas. Pero como aquí se suman las diferencias $Q - Q_o$, entonces para restar a cada caudal el valor Q_o el polo O se debe trasladar hacia arriba una distancia igual a este valor Q_o (en la escala de los caudales del transportador). (Figura 3.15e).

3.4.2 Proceso de simulación

En la regulación anual las posibilidades de producción de potencia y energía de la central en un año y con un determinado nivel de probabilidad, se determinan de acuerdo con la escorrentía natural. El año analizado deberá ser el año más seco. Para una determinada producción, el volumen útil del embalse depende de la distribución de los caudales a lo largo del año. Para esto se consideran diferentes modelos de distribución anual de los caudales y se selecciona el más adverso. Los índices de la central hidroeléctrica obtenidos a partir del análisis del año más seco, se consideran como seguros (garantizados) en el período de la futura operación de la central. A partir de un año de características medias, se determinan los parámetros o índices medios de la central, como la potencia y la producción media de energía. Esto mismo se puede realizar, utilizando una serie de tres años que incluya el año más seco o con toda la serie disponible de caudales medios mensuales.

Los datos de partida en el método grafoanalítico son:

El hidrograma de caudales medios mensuales (naturales o regulados por los embalses de aguas arriba) en el sitio considerado teniendo en cuenta las correspondientes pérdidas, las cotas del nivel máximo normal y del nivel mínimo de operación, las características topográficas del embalse y la curva de calibración aguas abajo. (Figura 3.16)

A partir de los caudales no regulados en el sitio de la central (Figura 3.16a) en un sistema de coordenadas inclinadas se construye la curva diferencial de masas (Figura 3.16b). Su construcción se facilita si de antemano se elabora un transportador angular especial (Figura 3.16c). Conociendo el volumen útil del embalse V_{UTIL} (Figura 3.16d) en la (Figura 3.16b) se construye una segunda curva de masas paralela a la anterior y a una distancia vertical igual al valor del volumen útil V_{UTIL} . Después de construir estos gráficos auxiliares, se inicia el cálculo de la regulación, construyendo entre las dos curvas de masas una línea correspondiente a la demanda de agua del embalse. Una de las posibles alternativas para construir esta línea es siguiendo la regla de igualar o nivelar al máximo los caudales naturales de acuerdo al principio de la “cuerda tirante”. Así, los volúmenes del embalse al principio y al final del año deben ser iguales.

La línea que representa los caudales regulados de un embalse construida de acuerdo a la regla de la “cuerda tirante” se dibuja de la siguiente manera:

Con los caudales medios mensuales de los años que se hayan seleccionado para efectuar la simulación se construye la curva diferencial de masas, restándole a cada caudal, el caudal medio anual, tal como se explicó anteriormente. En el mismo sistema de coordenadas, se dibuja la misma curva diferencial de masas paralela a la anterior pero a una distancia vertical igual al volumen útil del embalse, que debió ser determinado o seleccionado con anterioridad. No se debe olvidar que el eje de las ordenadas es precisamente el que corresponde a los volúmenes. Como se ve, entre estas dos líneas queda un espacio que conforma un “corredor” o franja libre, a lo largo de la cual se puede dibujar un número infinito de líneas. Para dibujar la cuerda que nos ocupa se toman como puntos fijos los extremos de la curva diferencial de masas superior, es decir, por esos extremos deberá pasar la cuerda. La construcción se realiza imaginando que se tiene un hilo fuerte; el cual se estira pasando por los puntos mencionados y atravesando el espacio entre las dos curvas. Así se obtiene una especie de cuerda tirante que forma una poligonal compuesta por diferentes tramos rectos. El número de tramos rectos depende de la configuración de las curvas diferenciales de masas, tal como se ve en la (Figura 3.17). La inclinación o pendiente de esta línea cada mes representa el caudal regulado en el embalse en ese mes, es decir, el caudal disponible para ser utilizado por los diferentes usuarios y consumidores. En forma más exacta, para conocer el caudal regulado o disponible en el embalse en un mes determinado, se calcula la tangente de la “cuerda tirante” en ese mes y a ese valor se le suma el caudal medio anual del año que se está simulando, es decir: (Figura 3.17).

$$Q_i = \tan \alpha_i + \bar{Q}_{\text{ANUAL}}$$

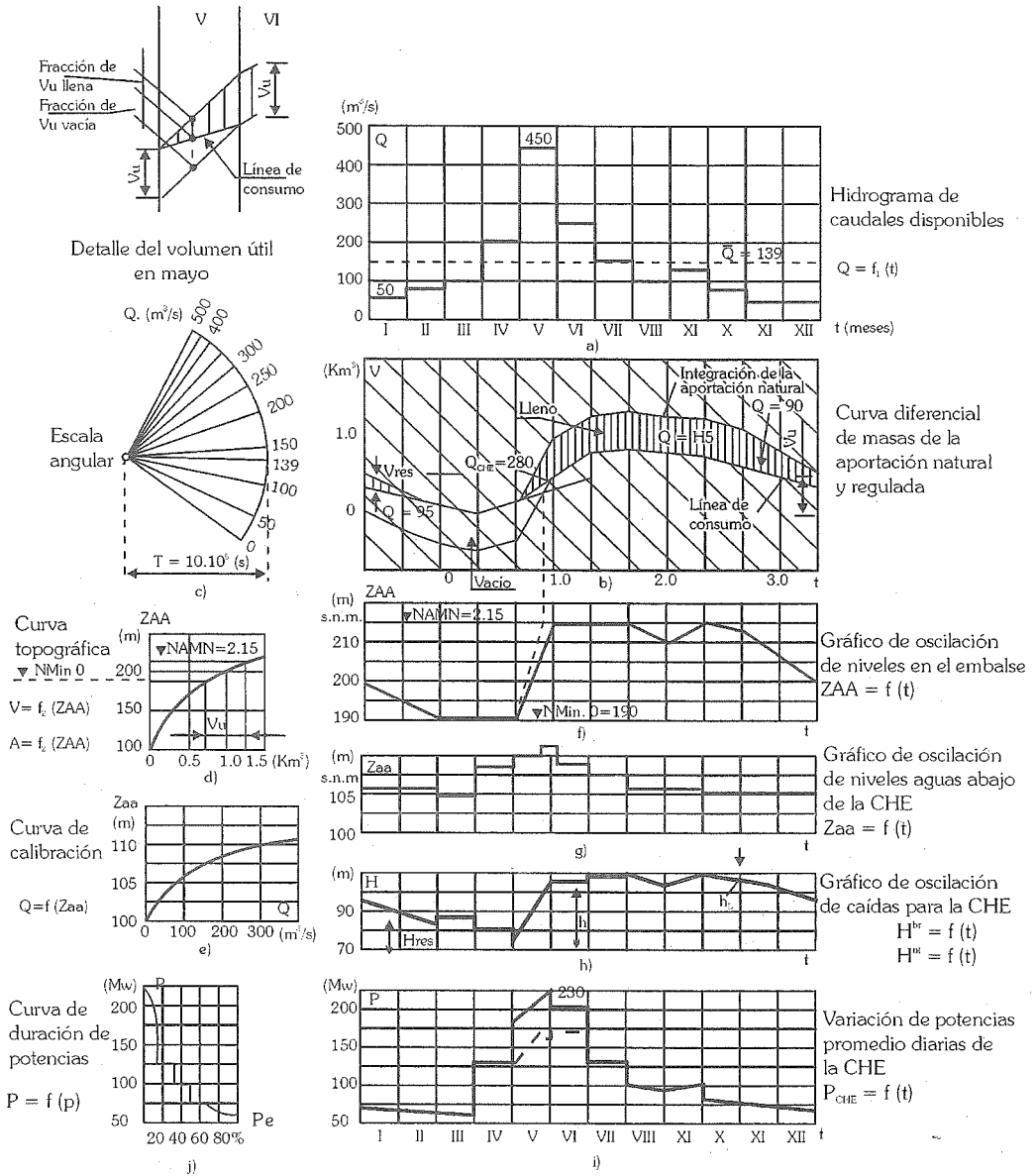


Figura 3.16 Cálculos hidroenergéticos de CHE
Regulación estacional o anual

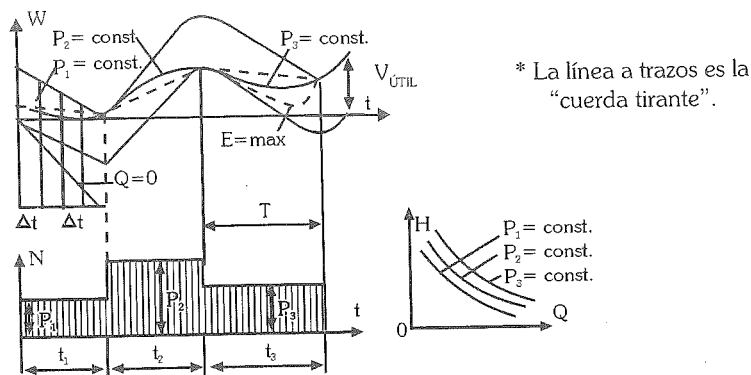


Figura 3.17 Construcción de la línea de consumo. Cuerda tirante

A la “cuerda tirante” se le denomina también curva de consumo o de demanda, línea de regulación o de caudales regulados y es la que finalmente determina la regla de operación del embalse, es decir, los caudales que se pueden extraer cada mes del embalse. De acuerdo con los resultados de estas simulaciones se construye la curva de alerta que es la verdadera guía de operación del embalse después de construida la central hidroeléctrica. La construcción de la curva de alerta, no es parte de la simulación propiamente y por lo tanto se presenta en un párrafo independiente denominado *Tipos especiales de regulación, Regulación controlada*.

La “cuerda tirante” no sólo sirve para conocer los caudales disponibles en el embalse cada mes, también determina el valor del volumen útil al inicio y al final de cada uno de los meses simulados. Durante el proceso de operación del embalse y de su simulación, algunos caudales ingresan a él y simultáneamente otros son extraídos para generación de energía u otros usos; como resultado, el valor del volumen útil del embalse varía cada mes desde cero hasta su valor máximo, pasando por valores intermedios. Todos esos valores del volumen útil, en un determinado momento, corresponden a la distancia vertical entre la curva diferencial de masas superior y la “cuerda tirante” o curva de consumo, tal como se muestra en la (Figura 3.16b) y en la parte superior izquierda de esta figura. Como se ve, al principio del mes I se inicia con un cierto valor del volumen útil diferente de cero y como es lógico, al final del último mes se termina exactamente con el mismo valor del volumen útil. Sin embargo, se recomienda, como se dijo anteriormente, iniciar la simulación con un volumen útil igual a cero, es decir, con el embalse en el nivel mínimo de operación. En ese caso, el primer mes deberá ser un mes de invierno, de tal manera que asegure la iniciación del llenado del embalse hasta llegar en un determinado momento al nivel máximo normal. En el ejemplo que se presenta al final del capítulo se aplica esta metodología, de tal manera que complementa en forma adecuada el entendimiento de este tema.

La construcción de la línea de demanda permite determinar, en cualquier momento, el volumen de agua utilizada en el embalse y a partir de él y de acuerdo al gráfico de la (Figura 3.16d), establecer la cota del nivel del embalse Z_{AA} . La cota de la lámina aguas abajo, se determina a partir de los caudales turbinados más los vertidos, usando la curva de calibración (Figura 3.16e). Con estos datos se construyen las figuras correspondientes a las relaciones: $Z_{AA} = f(t)$ y $Z_{aa} = f(t)$ (Figura 3.16f).

La cabeza estática de la central hidroeléctrica se determina como la diferencia entre los dos niveles aguas arriba y aguas abajo $H_s = Z_{AA} - Z_{aa}$. La cabeza o carga sobre las turbinas se calcula considerando las pérdidas en la captación y la conducción h_{per} de acuerdo a la fórmula: $H_N = H_s - h_{per}$. Dado que el caudal de diseño aún se desconoce, entonces las pérdidas h_{per} se determinan aproximadamente considerando la longitud de la conducción. Estas pérdidas se pueden calcular para una conducción dimensionada con un caudal igual a dos veces el caudal medio del río. La variación de la cabeza se muestra en la (Figura 3.16h).

Con los valores de los caudales turbinados Q_{TURB} y con los de la cabeza H_N , se determina la potencia de la central, utilizando la siguiente fórmula:

$$P = 9,81 Q_{TURB} H_N \eta_T \eta_G \quad (3.12)$$

Las potencias medias diarias de la central que pueden ser utilizadas y que fueron calculadas con la fórmula (3.12), se muestran en la (Figura 3.16 i). El área bajo esta curva corresponde a la producción anual de energía de la central.

Como resultado de los cálculos hidrológicos y de regulación y de los análisis de energía y potencia, se encuentran las potencias medias mensuales (o por décadas) confiables (garantizadas) para una serie de estaciones características como el verano y el invierno o para determinados meses. Para ésto, a partir de una serie de caudales medios multianuales se realiza un análisis estadístico de las potencias reguladas uniformes como, por ejemplo, las del mes de diciembre, etc., y se determina la potencia de diciembre con un determinado nivel de probabilidad o de garantía.

En los casos en que no es posible regular completamente el caudal durante las crecientes, es necesario construir la línea de demanda con un caudal menor (Figura 3.16f). En el punto a de la curva de masas, el embalse está lleno y se inician los vertimientos. En el período de vertimientos T_{VERT} , a través de las estructuras de rebose se evacua un volumen V_{VERT} . De acuerdo a la nueva línea de consumo durante el período T_{VERT} los gráficos para Z_{AA} , Z_{aa} , H_N y P varían correspondientemente. En la (Figura 3.16) estas variaciones se muestran por medio de líneas punteadas.

Arriba se mostró la construcción de la línea de consumo para una regulación máxima del caudal y en este caso para algunos tramos se mantenía un

caudal constante. Desde el punto de vista energético ésta no es la mejor forma de regulación.

Si se establece la exigencia de que para un dado intervalo de tiempo T , por ejemplo, a partir del inicio del llenado del embalse hasta el final del verano (Figura 3.17) la producción de energía sea la máxima:

$$E = \int_0^T P dt = \text{máx.} \quad (3.13)$$

entonces la línea de consumo se construirá como se muestra en la (Figura 3.17).

La solución de la integral (3.13) se reduce a la solución de la ecuación de Euler de segundo orden. Es posible resolver este problema en forma aproximada.

Si se establece la exigencia de garantizar una potencia constante durante un intervalo de tiempo determinado por ejemplo, $P_{1=\text{const.}}$ y $P_{2=\text{const.}}$ en la (Figura 3.17), entonces la línea de consumo se puede construir de acuerdo con la ecuación:

$$Q = \frac{P_1}{9,81 H_N \eta_T \eta_G} \quad (3.14)$$

Donde:

P_1 es la potencia constante durante un tiempo t_1

$$H_N = Z_{AA} - Z_{aa} - h_{\text{per}}$$

El problema se resuelve en forma aproximada dividiendo el intervalo de tiempo t , entre intervalos pequeños Δt realizando para cada intervalo la construcción de la línea de consumo, usando un caudal Q de acuerdo con la ecuación (3.14). En este caso es útil construir una figura auxiliar para la función $Q = f(H_N)$. La curva de consumo para $P_{1=\text{const.}}$ será una línea quebrada o poligonal abierta.

Cuando existe otro tipo de usuarios o consumidores, la línea de caudales regulados (línea de consumo) se deberá construir considerando sus exigencias.

Como se ve, el resultado de los cálculos de la simulación de un embalse de regulación anual, es la determinación de las diferentes potencias de la central a lo largo de los meses y del valor de la energía anual que puede ser producida por la central, realizando una regulación de los caudales de acuerdo a la regla de la "cuerda tirante" o siguiendo cualquier otra regla de regulación que permita la máxima producción de energía.

3.4.3 Ordenamiento general del proceso de simulación

En la realización de los cálculos, además de los gráficos mostrados en la (Figura 3.16), es bastante útil realizar las operaciones por medio de la secuencia mostrada en el cuadro (3.3), que conduce finalmente a la determinación de las potencias y a la producción anual de energía por parte de la central con las reglas de regulación adoptadas.

Teniendo en cuenta la secuencia mostrada en el cuadro (3.3), es importante considerar los siguientes puntos:

1. Los cálculos se realizan a partir del hidrograma de caudales medios mensuales del río durante un año seco, seleccionado de toda la serie disponible. También es posible utilizar un período de tres años que incluyan el año seco o utilizar toda la serie disponible.

2. La construcción de la curva diferencial de masas no se realiza directamente a partir del hidrograma de los caudales del río sino después de haber descontado de este hidrograma, mes por mes, todas las pérdidas por concepto de evaporación e infiltración. Esta operación preliminar es obvia ya que al generar energía, no es posible contar con todo el caudal del río, debido a que en el embalse se producen pérdidas por evaporación e infiltración.

3. En cada caso se deben tener en cuenta los vertimientos, es decir, aquellos caudales que son extraídos del embalse por medio del vertedero como sobrantes o excesos y que no son utilizados para la generación de energía, pero que sí contribuyen a elevar el nivel de la lámina aguas abajo y por lo tanto disminuyen la caída útil. Además, hay que tener en cuenta que en muchos casos es necesario tomar del embalse algunos caudales para fines no energéticos, tales como acueductos, riego, navegación, etc. Obviamente, estos caudales también deben ser restados de los caudales del río, representados en el hidrograma. Estos caudales no son turbinados y, generalmente, tampoco llegan a la zona de aguas abajo de la central. Los caudales de los vertimientos tampoco son turbinados, pero sí llegan a la zona de aguas abajo.

4. Los volúmenes del embalse se leen directamente de las curvas diferenciales de masas construidas paralelamente y a una distancia vertical igual al volumen útil del embalse, tal como se muestra en la (Figura 3.16b). En la parte superior izquierda de la (Figura 3.16) se muestra un detalle de estas gráficas.

5. La cota del nivel del agua del embalse en un momento determinado se calcula a partir del valor del volumen encontrado en el numeral anterior y usando la curva volumen - profundidad del embalse, mostrada en la (Figura 3.16d).

6. La cota del nivel de la lámina aguas abajo, se determina por medio de la curva de calibración en ese sitio y teniendo en cuenta el caudal aguas abajo que, generalmente, está compuesto por el caudal turbinado o caudal regulado y el caudal de los vertimientos.

7. La caída bruta se toma como la caída estática que es la diferencia entre los niveles en el embalse y en la zona aguas abajo.

Caudales m³/s			EMBALSE		Nivel de probabilidad (curva de duración)/%	27									
					Potencias en orden descendente / kW	26									
					Producción de energía / kWh	25									
					Potencia / kW	24									
					Eficiencia del generador	23									
					Eficiencia de la turbina	22									
					Caída neta / m	21									
					Pérdidas de cabeza / m	20									
					Caída estática / m	19									
					Nivel aguas abajo, m.s.n.m.	18									
Pérdidas			EMBALSE		Medio	17									
					Final	16									
					Media	15									
					Final	14									
					Medio	13									
					Final	13									
					Embalsado o desembalsado	12									
					Aguas abajo	11									
					Vertimientos	10									
					Turbinado	9									
Usos no energéticos			EMBALSE		Descargas	8									
					Usos no energéticos	7									
						6									
					Total	5									
					Infiltración	4									
					Evaporación	3									
					Aportados por el río	2									
					MES			EMBALSE		1	I	II	III	IV	V

Cuadro 3.3 Estudios de generación (resultados de la simulación).

8. La caída neta es la caída bruta menos el valor de las pérdidas de cabeza que se producen en la entrada a la captación, en las rejillas, en la propia conducción, en las válvulas y en el canal o túnel de fuga. El cálculo de estas pérdidas se realiza en función del caudal de diseño y de las dimensiones de la captación y las conducciones. Dado que en esta etapa de los estudios estos valores son desconocidos, se deben determinar aproximadamente, siguiendo las siguientes recomendaciones:

- Los estudios de generación y los cálculos de regulación se realizan generalmente para un determinado factor de planta y siempre se analizan unas tres alternativas para diferentes factores de planta y lo más frecuente es realizar estudios para factores de planta iguales a 0,4, 0,5 y 0,6. El factor de planta definitivo con el cual se diseñará la central hidroeléctrica generalmente lo determina la entidad dueña de la obra; teniendo en cuenta la operación óptima de la central, junto con las demás centrales dentro del sistema interconectado; para lo cual existe un programa o modelo que simula la operación del sistema interconectado nacional. Este programa lo posee y lo maneja Interconexión Eléctrica S.A. ISA. Si se trata de manejar y simular un sistema regional que opera dentro del sistema interconectado nacional, la simulación la realiza una electrificadora regional, o similar, como la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá o las Empresas Públicas de Medellín, etc.

Supongamos que se está trabajando con un factor de planta de 0,5. En forma aproximada se determina el factor de planta como la relación entre el caudal medio del río y el caudal del diseño de la central, es decir:

$$F . P. \approx \frac{\bar{Q}}{Q_{\text{DISEÑO}}}$$

Se determina el caudal de diseño o caudal turbinable durante la generación de energía, así:

$$Q_{\text{DISEÑO}} = \frac{\bar{Q}}{F . P.}$$

- Conociendo el caudal de diseño (aproximado), es posible dimensionar en forma preliminar la captación y los elementos de la conducción. El orificio u orificios de la captación se dimensionan de tal modo que el agua, al entrar, no tenga una velocidad superior a 0,8 m/s. Los túneles de conducción se calculan de tal manera que la velocidad del agua con el caudal de diseño sea de 4 m/s, si el túnel tiene menos de cinco kilómetros. Para longitudes mayores se puede tomar una velocidad de 5 m/s. Las tuberías o túneles de presión se pueden diseñar con una velocidad de 8 m/s, cuando su longitud pasa de 500 metros. Para longitudes menores se adopta una velocidad de 7 m/s.

- Conociendo las dimensiones de la captación y de las conducciones es fácil determinar el valor de las pérdidas de caída para cada mes, utilizando los

caudales regulados o turbinados en cada etapa del proceso del cálculo de regulación. Estas pérdidas se calculan utilizando las fórmulas y coeficientes ya conocidos de la hidráulica.

9. Como se sabe, la potencia es calculada de acuerdo con la fórmula (3.12). Las eficiencias de la turbina η_T y del generador η_G son variables con el caudal y la potencia y sus valores exactos no se conocen sino después de seleccionar el tipo de turbina y generador a utilizar en cada caso concreto; sin embargo, es posible utilizar el gráfico de la (Figura 3.18 a.) para turbinas pequeñas (caudales de diseño menores a 20 m³/s para cada turbina).

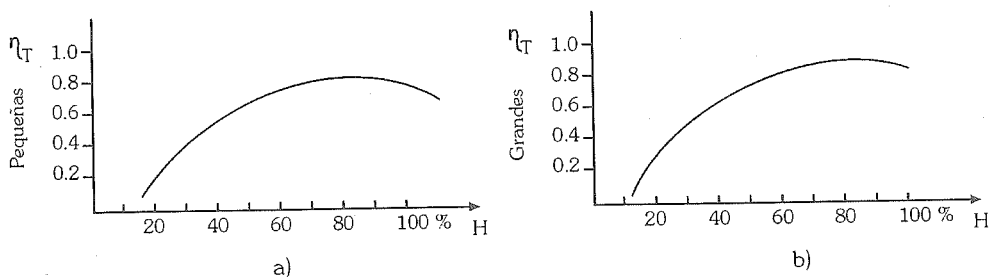


Figura 3.18 Variación de la eficiencia con la caída para turbinas pequeñas y grandes

10. En cada caso, la energía se calcula multiplicando la potencia por las horas de un mes y luego estas energías se suman para obtener el valor de la energía anual.

11. Con todos los valores de las potencias mensuales se construye la curva de duración de las potencias. La curva de duración de potencias es una curva de frecuencia acumulada que muestra el porcentaje de tiempo durante el cual una determinada potencia es igualada o excedida en un período dado.

Para construir la curva de duración de las potencias, se toman sus valores mensuales del cuadro (3.3) y se ordenan en forma descendente. El nivel de probabilidad de cada una de esas potencias de ser igualada o excedida se determina de acuerdo con la fórmula:

$$p = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%$$

Donde:

m es el número de orden de la serie de datos.

n es el número de elementos de la serie (doce si se está analizando un año con caudales medios mensuales que producen potencias medias mensuales).

p es el nivel de probabilidad

Con las potencias en las ordenadas y los niveles de probabilidad en las abscisas, se construye la curva de duración de las potencias, tal como se muestra en la (Figura 3.16 j).

12. Utilizando la curva de duración de potencias construida anteriormente se determina el valor de la potencia continua, que es la potencia con un nivel de probabilidad entre el 80 y el 95%. El valor exacto lo determina la dueña del proyecto o ISA de acuerdo a las características del sistema interconectado.

El valor de la potencia continua es un dato muy importante de partida al determinar la potencia instalada de la central. La potencia continua refleja la confiabilidad en la generación de energía, que tratándose de la energía generada por un sistema, un proyecto o conjunto de proyectos, es la probabilidad de cumplir con una meta de generación durante un período de tiempo dado, cuando se opera el sistema con hidrogramas de caudales o series hidrológicas y unas reglas de operación cercanas a las óptimas.

13. Es importante tener en cuenta que la regulación anual de caudales por parte del embalse durante la operación de la central, puede ser una regulación completa o una regulación incompleta, en función de los caudales del río y el valor del volumen útil disponible en un determinado embalse. Este punto fue explicado en el capítulo correspondiente a la curva diferencial de masas y su utilización en los estudios de generación.

A continuación se hace un resumen de la diferenciación entre estos dos tipos de regulación:

3.4.4 Regulación anual total

Este tipo de regulación se presenta cuando un determinado embalse posee un volumen útil tal que pueda regular todo el caudal medio del río, es decir, un volumen que permita obtener un caudal regulado o turbinable constante a lo largo de todo el año y cuyo valor sea igual al caudal medio del río.

Este tipo de regulación, a pesar de que es deseable desde todo punto de vista, es bastante difícil de lograr ya que requiere de grandes volúmenes de embalses creados por presas demasiado altas. Especialmente en los ríos de llanura es más fácil obtener estos volúmenes con presas no muy altas, lo cual confirma la recomendación de desarrollar este tipo de proyectos en Colombia, que cuenta con buenas condiciones en los Llanos Orientales, por ejemplo.

3.4.5 Regulación anual parcial

La regulación anual parcial se presenta cuando el caudal regulado o caudal turbinable en algún mes del año resulta menor que el caudal medio del río. Basta con que, por lo menos en un mes del año se tenga un caudal regulado menor que el caudal medio del río, para que se presente una regulación anual parcial.

En los cálculos de regulación y con ayuda de las curvas diferenciales de masas es más fácil determinar si se tiene una regulación anual total o parcial.

Se recomienda al lector consultar la secuencia de cálculo en los estudios de generación de centrales hidroeléctricas que se presenta al final del presente capítulo, seguida de un ejemplo de cálculo.

Como conclusión, es importante tener presente que la simulación de la operación del embalse es un seguimiento de los volúmenes, niveles y caudales, lo

cual permite calcular finalmente las potencias disponibles cada mes y la energía anual que es posible producir. De acuerdo al método grafoanalítico que aquí se presenta, los cálculos se deben realizar construyendo todas las curvas de la (Figura 3.16) y elaborando el cuadro (3.3) con los datos de esas curvas. El cuadro y las curvas se complementan y deben adelantarse simultáneamente.

3.5 REGULACIÓN MULTIANUAL

Esta regulación se puede realizar de acuerdo a dos métodos diferentes: Utilizando una serie de caudales o con un método general en el cual la escorrentía se considera como un fenómeno aleatorio, o valor probabilístico.

3.5.1 Cálculo de acuerdo a una serie hidrológica

En estos cálculos se requiere de una serie de varios y no de unos pocos años. Se considera suficiente una serie de unos doce años. Los parámetros de la serie de cálculo o diseño (Q , C_v) deben ser cercanos a los de la serie de partida. En la serie de cálculo se deben incluir años húmedos y secos.

Los cálculos se realizan en forma grafoanalítica, con ayuda de tablas o con ayuda de computadores, partiendo de las características del embalse y de acuerdo a las exigencias de la demanda. Además de su sencillez y forma descriptiva los dos primeros métodos tienen la ventaja de que hacen posible una distribución cronológica de los caudales regulados, de las potencias de la central, de las caídas, etc, de acuerdo a las cuales se pueden realizar generalizaciones y construir curvas de duración de los valores correspondientes.

En la (Figura 3.19) y en calidad de ejemplo se considera una regulación multianual a partir de una serie de diez años, con una escorrentía media anual de $V_{ANUAL} = 8,9 \text{ km}^3/\text{año}$. El embalse de uso múltiple tiene un volumen útil de $7,5 \text{ km}^3$, es decir, el coeficiente de capacidad del embalse es $\beta = 0,85$. Dentro de los usuarios y consumidores interesados se encuentra un distrito de riego con la captación en la zona de aguas abajo y una curva de consumo tal como se muestra en la (Figura 3.12a); la navegación que requiere de un caudal prácticamente constante en la zona de aguas abajo (Figura 3.19b) y un usuario energético. El régimen de operación de la central hidroeléctrica está condicionado por los dos primeros consumidores.

En el período crítico (seco) (1953 - 1956) desde el momento del llenado del embalse (punto A), el consumo se realiza de acuerdo a un gráfico rígido debido a los requerimientos del riego y la navegación. En el período húmedo, desde el punto B hasta el punto C, la línea de consumo puede ser construida de diferentes maneras. La primera forma corresponde al principio según el cual se persigue sostener los máximos niveles de embalse y por lo tanto, las máximas caídas en la central. Antes de presentarse la creciente del año 1962 (año húmedo), el embalse debe ser desocupado y la línea de consumo debe llegar al punto C con un caudal incrementado. La segunda alternativa corresponde a la mejor nivelación del caudal en la central y a un incremento de la potencia confiable (garantizada).

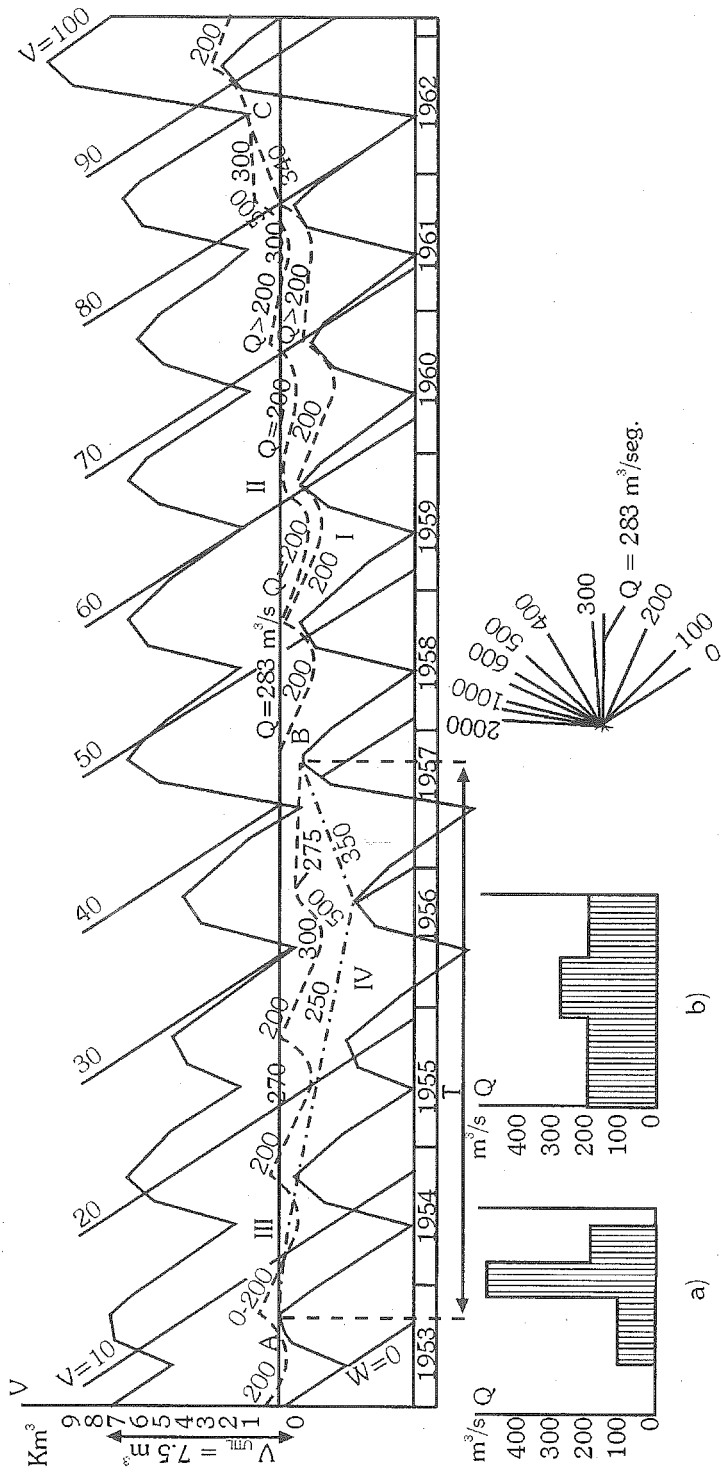


Figura 3.19 Curva diferencial de masas en una regulación multianual

- a) Gráfico de caudales para riego aguas abajo de la central.
- b) Gráfico de caudales aguas abajo para sostener el calado necesario para navegación

En el intervalo de tiempo (T) entre los puntos A y D se ha realizado una regulación energética de la esorrentía (sin considerar el riego y la navegación) según las alternativas III y IV. De acuerdo a la alternativa III prácticamente se nivela la esorrentía natural y a las turbinas de la central ingresa un caudal igual a 270 m³/s. En este caso, durante el período (T) la producción de energía es de 5,3 miles de millones de kW. hora, con una potencia media diaria mínima de 139 MW. De acuerdo a la alternativa IV de regulación, la producción de energía durante el mismo período crece hasta 5,6 miles de millones de kW. hora, es decir, casi el 6% más que con una potencia mínima de 136 MW. De acuerdo a esta alternativa de regulación la central opera con caídas mucho más grandes y no utiliza completamente la capacidad reguladora del embalse. Como resultado, se alcanza un sensible aumento en la producción de energía.

3.5.2 Método general

Una serie de caudales, así sea grande (100 años y más) no refleja todas las posibles combinaciones de períodos secos y húmedos y por lo tanto en los cálculos de regulación con un determinado nivel de probabilidad, es inevitable cierto error cuando se utiliza la serie. El método general no adolece de este defecto.

En la regulación multianual con el método general la serie disponible de caudales se puede alargar indefinidamente por medio del procedimiento de Monte Carlo. En este caso es suficiente producir una serie de 1000 años. La regulación multianual, utilizando esta serie, permite obtener relaciones de las principales características adimensionales:

$\alpha = \frac{Q_{\text{REG}}}{Q}$	coeficiente de regulación.
p	nivel de probabilidad de diseño.
$\beta_{\text{MULT.}} = \frac{V_{\text{MULT.}}}{V}$	coeficiente de capacidad multianual del embalse;
C_v y C_s	Variación y asimetría de los caudales anuales contiguos.
Υ	coeficiente de correlación entre los caudales anuales contiguos.

Las características mencionadas tienen el siguiente aspecto:

$$F(\alpha, \beta_{\text{MULT.}}, p, C_v, C_s, \Upsilon) = 0 \quad (3.15)$$

Se han construido diferentes gráficos que permiten determinar rápidamente una de las características conociendo los demás valores.

Como ejemplo, en la (Figura 3.20) se presentan los gráficos generalizados para determinar la capacidad o volumen multianual de un embalse en función

del coeficiente de regulación para $C_s = 2C_v$ y para $p = 90\%$ y con coeficientes de correlación $r=0$ y $r=0,3$.

Al aumentar la regulación α aumenta el volumen multianual del embalse β_{MULT} y este aumento es bastante irregular. El incremento de la producción en $\Delta\alpha$ al acercarse a la unidad requiere de un gran aumento de $\Delta\beta_{MULT}$. Así, para $C_v = 0,8$ con un aumento de α de 0,4 a 0,5 ($\Delta\alpha = 0,1$) el volumen multianual del embalse crece en $\beta_{MULT} = 0,2$. Un aumento de la regulación en ese mismo valor, de $\alpha = 0,7$ a 0,8 requiere de un incremento del volumen multianual del embalse $\beta_{MULT} = 0,6$ (Figura 3.21).

Para una misma regulación sobre el valor del volumen multianual del embalse influye grandemente la variación de la escorrentía (C_v) lo cual se muestra con evidencia en las (Figuras 3.20 y 3.21).

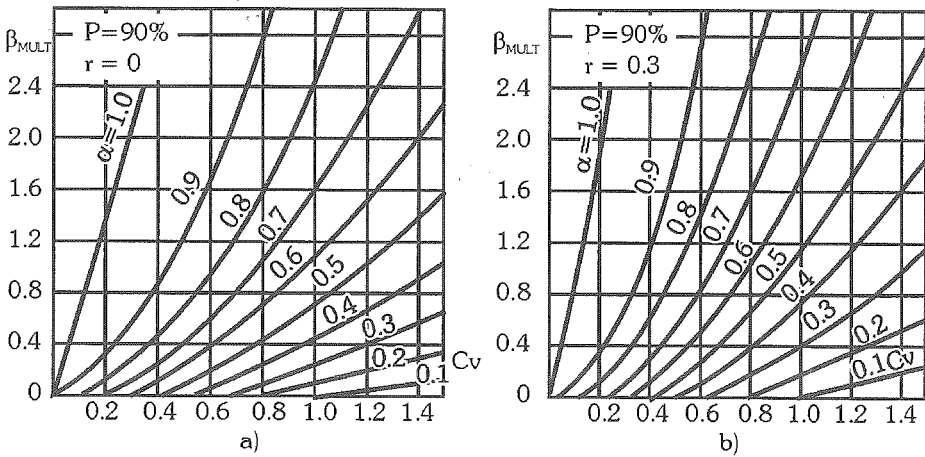


Figura 3.20 Gráficos generalizados para determinar la capacidad multianual de un embalse en función de $C_s = 2C_v$.

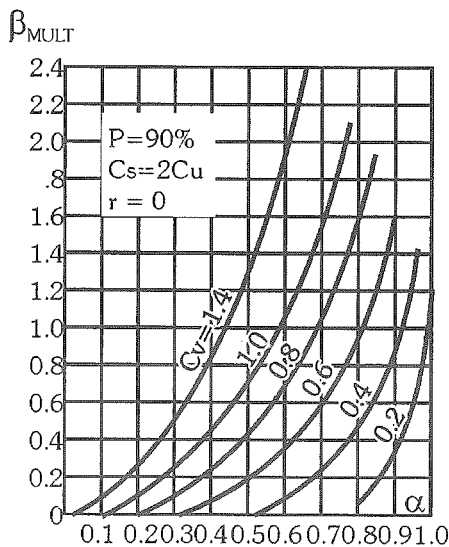


Figura 3.21 Capacidad multianual de un embalse β_{MULT} en función de α y de C_v .

Para una regulación dada sobre el volumen multianual, influye el coeficiente de correlación r entre dos escorrentías anuales contiguas de la serie de caudales. Al aumentarse, crece considerablemente β_{MULT} . Así, para $r = 0$, $C_v = 0,6$, $p = 90\%$ y $\alpha = 0,7$ el volumen multianual es $\beta_{\text{MULT}} = 0,60$. Para $r = 0,3$ y los mismos valores de C_v , α y P $\beta_{\text{MULT}} = 0,85$. El aumento de β_{MULT} es del 41%.

El volumen anual se determina para el año i con un caudal igual a la regulación ($Q_{\text{DISEÑO}} = Q_i$) o $V_{\text{DISEÑO}} = \alpha \bar{V}$. En la (Figura 3.22) en un sistema de coordenadas inclinado se muestra la variación de la escorrentía en las estaciones T_{VERANO} y T_{INVIERNO} para el año de diseño. A partir de este esquema se puede determinar el volumen anual con la fórmula:

$$\beta_{\text{ANUAL}} = V_{\text{DISEÑO}} \frac{t_{\text{VERANO}}}{12} - V_{\text{VERANO}} \quad (3.16)$$

o en valores adimensionales:

$$\beta_{\text{ANUAL}} = \left(\frac{t_{\text{VERANO}}}{12} - c \right) \quad (3.17)$$

Donde:

t_{VERANO} es el período de verano.

c es la porción de escorrentía del verano con respecto a la anual.

($V_{\text{VERANO}} = c V_{\text{DISEÑO}}$).

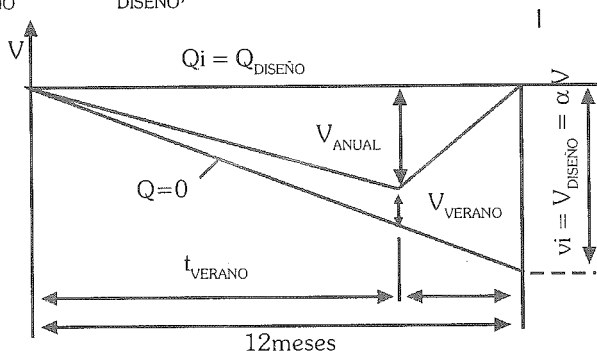


Figura 3.22 Determinación de la componente anual del volumen de un embalse.

Dado que V_{ANUAL} depende del caudal de verano, que puede ser diferente para años con el mismo volumen de escorrentía, se deben considerar diferentes posibles alternativas de distribución anual del caudal y seleccionar la de cálculo que es la que da el máximo valor de V_{ANUAL} .

3.6 TIPOS ESPECIALES DE REGULACIÓN

3.6.1 Regulación controlada

El uso de series cronológicas en los cálculos energéticos supone un pronóstico total del caudal. En estas condiciones se puede determinar la utilización

más racional del embalse considerando todas las exigencias de la demanda. En la realidad, no es posible contar con pronósticos, incluso del futuro más cercano y por lo tanto es necesario crear unas determinadas normas de operación del embalse.

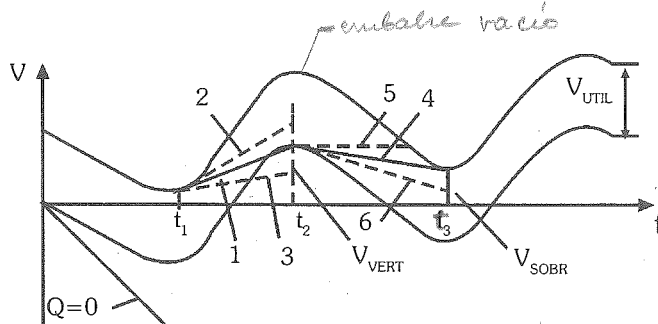


Figura 3.23 Posibles direcciones de las líneas de consumo en ausencia de una regulación controlada

Consideremos el caso de regulación anual. En el momento t_1 (Figura 3.23) el embalse está vacío y si se supieran los valores de los caudales en el futuro inmediato entonces se podría construir la línea de consumo de acuerdo con la dirección 1 llenado el embalse V_{UTIL} en el momento t_2 . Ya que el hidrograma de caudales en el futuro inmediato es desconocido entonces, si no existiera ninguna norma determinada la línea de consumo se podría construir de acuerdo con la dirección 2 o de acuerdo con la dirección 3. En el primer caso el embalse no va a estar lleno al final de la creciente y en el segundo caso se producen vertimientos cuyo volumen total es V_{VERT} . Ninguno de estos dos últimos regímenes de operación es racional. Un cuadro análogo puede ser obtenido en el período de desembalse $t_2 - t_3$. De acuerdo con la línea de consumo 5 aún antes de iniciarse la creciente, se produce el desembalse total y una discontinuidad en la producción de caudales confiables (garantizados) o de potencias. De acuerdo con la línea de consumo 6 antes de iniciarse la creciente se produce en el embalse un sobrante V_{SOBR} que no puede ser utilizado. Con el fin de evitar estas situaciones, se introducen las normas de control. Estas normas se crean a partir de un análisis de la operación del embalse de acuerdo con la serie de caudales disponibles y correspondientes al período anterior y en este caso, se presta especial atención a las combinaciones de períodos húmedos. Estas normas contienen recomendaciones relacionadas con el régimen de operación del embalse en forma de gráficos de control, que permiten evaluar la confiabilidad (garantía) del consumo o producción de potencias de la central, en ausencia de pronósticos para disminuir la duración de los períodos deficitarios de agua o energía en las épocas secas, por fuera de los límites de los niveles de probabilidad o seguridad de diseño. Esto último se alcanza por medio de limitaciones oportunas de la producción garantizada al agotarse el volumen de control del embalse. La utilización de pronósticos cercanos permite elevar la confiabilidad de la regulación controlada.

central será menor que P_{CON} . El punto de intersección de las dos líneas de control A determina la altura de la capa de reserva h_{RES} en el embalse para los años con inicio tardío de la creciente. Este esquema es característico para los embalses con gran volumen relativo. Para embalses con pequeñas capacidades reguladoras entre las curvas de control, se puede presentar una discontinuidad en el tiempo $t_1 - t_2$ (Figura 3.25 b.) durante el cual la central opera con un caudal transitorio y con el embalse en el nivel mínimo de operación.

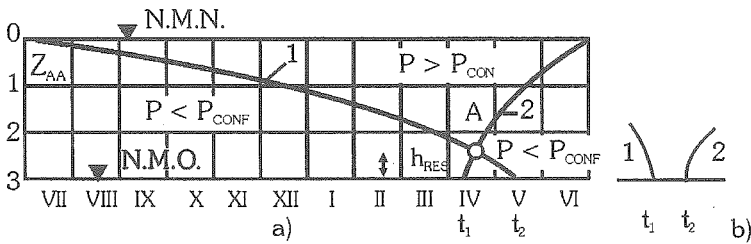


Figura 3.25 Gráfico de control de desembalse y llenado.

- a) Gráfico con una llegada tardía de la creciente.
- b) Zona de discontinuidad entre el gráfico de control y la operación de la C.H.E. con caudales transitorios también llamada "Curva de Alerta".

En el caso de regulación multianual, se conservan los mismos principios aplicados al construir el gráfico de control con regulación anual. Para varios años de desembalse se establecen las reservas o excesos mínimos de control del volumen útil que aseguran o garantizan la producción de energía o de potencia.

En calidad de ejemplo, en la (Figura 3.26a) se muestra el régimen de operación de un embalse durante tres años de acuerdo a las normas de control a partir de una serie de 26 años. En las curvas de masas con un volumen útil de embalse $V_{UTIL} = 7,5 \text{ km}^3$ se muestran cuatro zonas con excesos o residuos de

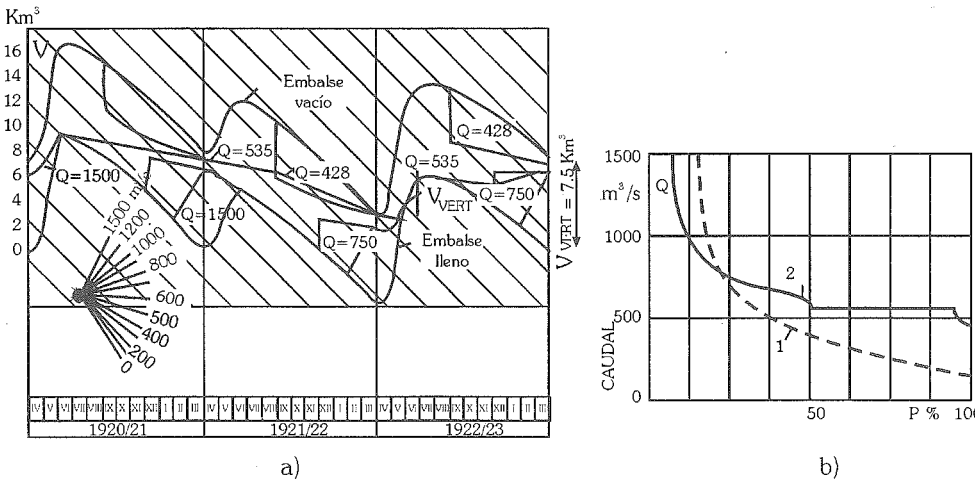


Figura 3.26 Régimen de operación de un embalse según el gráfico de control, o curva de alerta.

- a) Trazado de las líneas de consumo
- b) Curvas de duración de los caudales sin regulación (1) y con regulación (2).

control de volumen en el embalse para cada fecha de acuerdo con los caudales: $Q_{\text{GAR}} = 535 \text{ m}^3/\text{s}$ - con una producción confiable (garantizada) $p = 95\%$; $Q_{\text{INC}} = 750 \text{ m}^3/\text{s}$ - una producción incrementada; $Q_{\text{MAX}} = 1.500 \text{ m}^3/\text{s}$ - una producción máxima posible (caudal de diseño de la central). La línea de consumo intercepta las cuatro zonas, conservando en cada una, por medio del gráfico de control, uno de los cuatro caudales. En el año húmedo 1922 - 1923 se presentan algunos vertimientos.

En la (Figura 3.26b) se muestran dos curvas de duración: la de los caudales naturales en el río (curva 1) y una que considera su regulación por medio del embalse (curva 2). La garantía o nivel de probabilidad del consumo de diseño $Q = 535 \text{ m}^3/\text{s}$ es el 95%, es decir, durante más de 11 meses en el año se garantizará el consumo o la demanda de diseño. Se espera un déficit en la producción y consumo durante menos de un mes por año (5%).

3.6.2 Regulación compensatoria

Supone operación interrelacionada de varios embalses. Consideremos en un río dos embalses con un tramo libre entre ellos (Figura 3.27 a.). El embalse superior No. 1 posee un alto nivel de regulación y el No. 2, ubicado aguas abajo, posee un grado de regulación limitado (por ejemplo, solamente de regulación diaria). Si no se considera el tránsito de los caudales a lo largo del río, entonces el caudal Q_2 en el sitio de cierre del embalse No. 2 se puede obtener de la expresión:

$$Q_2 = Q_1 + Q_{\text{APORTADO}} \quad (3.18)$$

Donde

Q_1

es el caudal regulado a partir del embalse No. 1;

Q_{APORTADO}

es el caudal de los afluentes laterales de la cuenca entre los dos embalses.

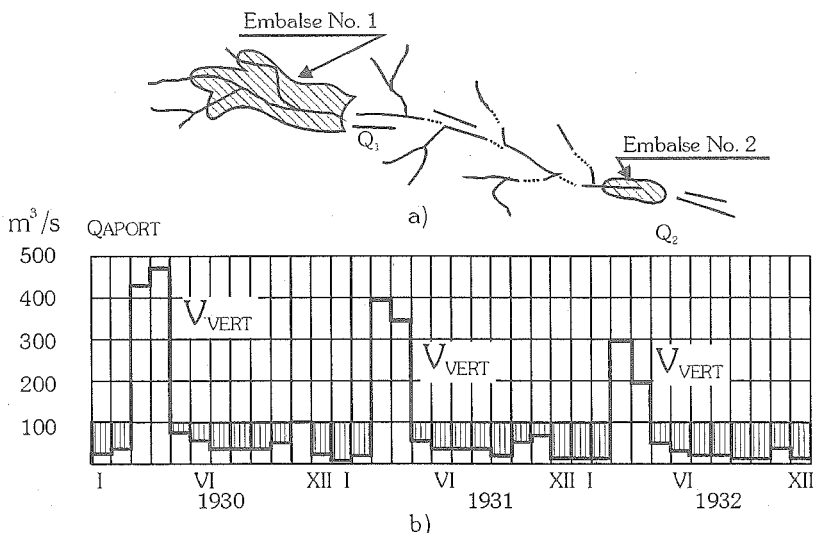


Figura 3.27 Regulación compensatoria

a) Esquema de ubicación de los embalses

b) Hidrograma de caudales de los aportes laterales

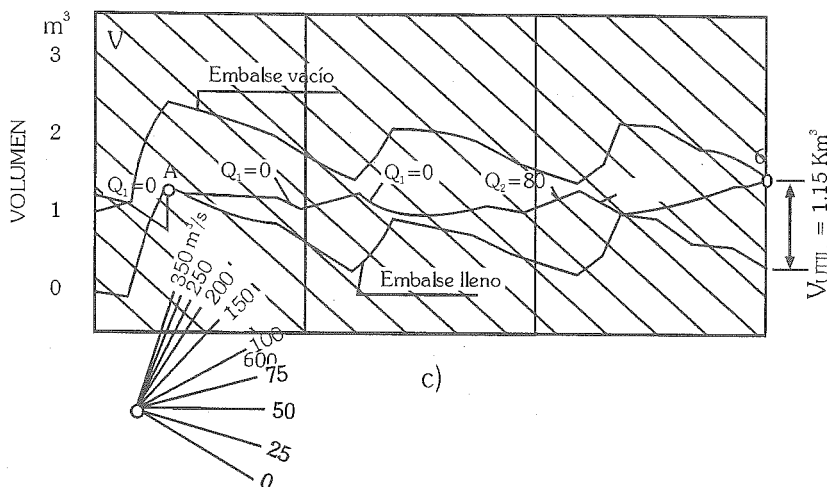


Figura 3.27 Regulación compensatoria.

a) Curva diferencial de masas de la operación en un embalse compensatorio.

Dado que el caudal de los aportes laterales Q_{APORTADO} no se regula, éste debe ser utilizado en primer lugar en el segundo embalse. El embalse No. 1 se denomina “de compensación” y regula la escorrentía aguas arriba del primer sitio de cierre, en función del caudal lateral que llega al embalse No. 2 (Figura 3.27b). El embalse No. 2 debe garantizar una producción o entrega a la zona de aguas abajo de un caudal medio diario constante $Q_2 = 100 \text{ m}^3/\text{s}$. En el período de creciente con $Q_{\text{APORTADO}} > Q_2$ no se requiere de ninguna compensación proveniente del embalse No. 1; y en el segundo sitio de cierre se presentan vertimientos. Durante el período de verano $Q_{\text{APORTADO}} < Q_2$ entra en operación el embalse de compensación (Figura 3.27c).

Para determinar el volumen útil del embalse No. 1, se construye la curva de masas de los caudales naturales en el primer sitio de cierre. A partir del punto A (embalse lleno), se traza la línea de consumo (de demanda) de acuerdo a la ecuación $Q_1 = 100 - Q_{\text{APORTADO}}$. El mayor volumen del embalse No. 1 para un régimen dado de regulación $V_{\text{UTIL}} = 1,15 \text{ km}^3$ se determina en el punto B al final del tercer año.

3.6.3 Regulación con centrales ubicadas en cascada

La utilización hidroenergética de las corrientes naturales, en la mayoría de los casos, se realiza ubicando varias centrales en cascada. En este caso la operación de cada central no se puede considerar en forma aislada. Al determinar los parámetros de cada escalón de la cascada se debe considerar la regulación de los embalses superiores, el desvío de ciertos caudales para cubrir diferentes necesidades; lo mismo que las pérdidas por evaporación e infiltración.

Los cálculos correspondientes a centrales en cascada se complican debido a las contradicciones que se crean en sus regímenes de operación y demanda.

Por lo tanto, se debe determinar el régimen óptimo de operación, buscando el mejor efecto dentro de la economía nacional y el mínimo de traumas o efectos negativos de todo tipo. Los traumas pueden estar relacionados con las limitaciones en la producción de energía y en el suministro de agua, etc. El problema de la regulación se puede simplificar suponiendo en cada central, los hidrogramas durante el período de diseño y el volumen útil del embalse. Utilicemos el método gráfico para solucionar este problema. *embalse*

En la (Figura 3.28) se muestran las curvas de masas de la escorrentía natural en tres sitios de cierre, ubicados uno tras otro y con caudales medios $\bar{Q}_1, \bar{Q}_2$ y $\bar{Q}_3$ y volúmenes útiles $V_{UTIL1}, V_{UTIL2}, V_{UTIL3}$. La regulación se debe iniciar a partir del escalón superior. Ubicando el volumen útil del embalse V_{UTIL1} al final del invierno y suponiendo que al iniciarse el invierno, el embalse debe estar completamente vacío (regulación anual), construimos la línea de suministro o de consumo a, b, c, para el primer embalse, la cual es la curva de masas del caudal regulado para el primer escalón. Para efectuar la regulación en el segundo escalón en primer lugar se debe corregir la curva de masas de los caudales naturales

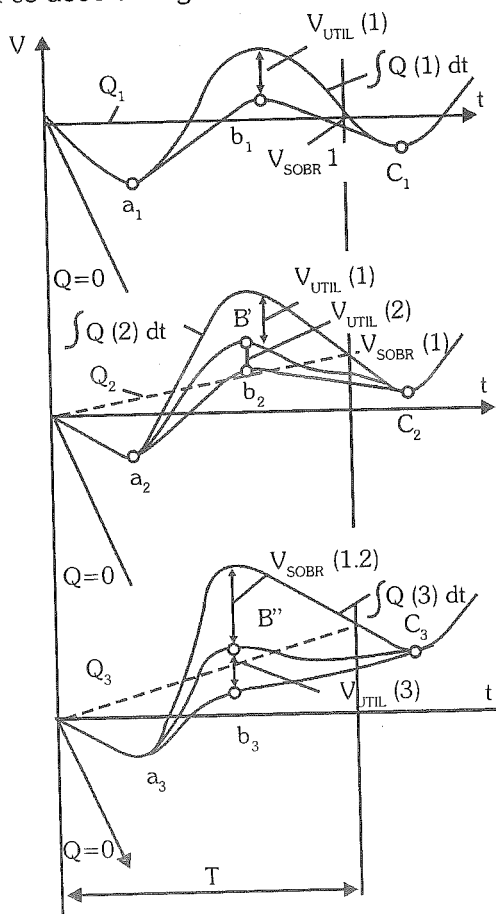


Figura 3.28 Regulación del caudal en una cascada de centrales hidroeléctricas

en este escalón por razón del efecto regulador del primer embalse. Para esto, los sobrantes de volumen $V_{\text{SOB},1}$ en el embalse del primer escalón se plotean hacia abajo en la curva de masas del segundo embalse y se obtiene una nueva curva de masas a_2, b', c_2 que considera el efecto regulador del primer embalse. Ubicando al final de la creciente a partir del punto b' el valor del volumen útil $V_{\text{UTIL},2}$, del segundo embalse trazamos la línea de consumo o suministro a_2, b_2, c_2 que ya considera la influencia reguladora conjunta del primero y del segundo embalse. Para el tercer embalse se realiza una construcción análoga como resultado de la cual se traza la línea de suministro a_3, b_3, c_3 que refleja la regulación efectuada por los tres embalses. En general, este problema se resuelve con ayuda de la programación no lineal y utilizando computadores.

3.6.4 Cálculos de regulación, potencia y energía a partir del método del balance.

Estos cálculos se pueden realizar tanto para la regulación anual como multianual. Para esto se debe conocer el nivel máximo normal, el nivel mínimo de operación, una serie suficiente de caudales, las características topográficas del embalse, la curva de regulación aguas abajo y los valores de las pérdidas; lo mismo que las necesidades de agua de otros usuarios o consumidores. Los cálculos deben comenzar a partir del nivel máximo normal o del nivel mínimo de operación en el embalse; en función de la escurrentía esperada en el embalse, ya que por el período de embalse o de llenado, se determina el caudal de diseño de la central. En los años secos y en el período de desembalse, se debe garantizar una potencia constante. En los meses de invierno el caudal está limitado por el máximo caudal turbinable y se pueden presentar vertimientos. Si a partir de los cálculos preliminares (utilizando, por ejemplo, el método general) se establece la potencia confiable (garantizada) media mensual, entonces este valor se trata de sostener durante la relación en el período seco el mayor tiempo posible.

Todos los cálculos se trasladan a un cuadro (cuadro 3.3). Se realizan los cálculos cada mes o cada década en los inviernos. En función del tipo de central, se determinan aproximadamente las pérdidas en la conducción y a partir de la caída estática se determina la caída neta. La potencia de la central en los bornes del generador se calcula usando valores medios de la eficiencia de las turbinas y los generadores de acuerdo con la fórmula:

$$P = K Q_{\text{REG}} H_N$$

Donde:

$$K = 9,81 \eta_T \eta_G$$

Finalmente, para toda la serie histórica de caudales, se calculan las potencias medias mensuales y la producción de energía.

Con los datos obtenidos en el método del balance se pueden construir las curvas de duración de los valores uniformes, como por ejemplo, de las potencias de diciembre, etc., de las caídas, producción de energía y otras características.

Este método es más exacto que el gráfico y se presta para realizar chequeos parciales en los cálculos pero es menos descriptivo y requiere de más trabajo de escritorio. El uso de computadores es de gran ayuda.

3.7 OPERACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO

3.7.1 Sistemas electroenergéticos

La operación de las centrales eléctricas de gran potencia, es más efectiva cuando ésta se realiza paralelamente junto con otras dentro de un sistema interconectado. Estos sistemas unen diferentes centrales eléctricas, subestaciones elevadoras y transformadoras, líneas y redes de transmisión e instalaciones auxiliares. Los sistemas regionales se unen por medio de líneas de alta tensión y forman un sistema integral. Para su manejo se crean centros de control y mando que distribuyen la carga entre las diferentes centrales, etc. En estas condiciones se pueden disminuir las potencias de reserva ya que se disminuye la probabilidad de que coincidan en el tiempo daños considerables en diferentes centrales. En Europa existen sistemas interconectados que reúnen los sistemas pertenecientes a diferentes países, como el caso del sistema interconectado formado por Bélgica, Alemania, Francia, España, Luxemburgo, Neerlandia, Austria y Suiza. Existe también el sistema formado por Bulgaria, Hungría, Alemania, Polonia, Rumania, Checoslovaquia y Rusia. Se utilizan líneas de transmisión de corriente alterna de alto voltaje, de 220, 330, 500 y 750 kilovoltios y de corriente continua de 800 voltios. En líneas de gran longitud ha sido necesario construir redes que operan a 2.200 - 2.500 kilovoltios. Colombia está interconectada con Venezuela y Ecuador.

3.7.2 Gráficos de carga de los sistemas energéticos

La industria, el comercio, las residencias, el transporte, el campo y demás grupos de consumidores de energía eléctrica, a causa de las características propias de su trabajo y circunstancias crean una carga variable y mal distribuida en los sistemas electroenergéticos a los cuales están conectados. La variación de la carga eléctrica en los sistemas energéticos en el tiempo, generalmente se representa en forma de gráficos. Los más utilizados son los que representan la variación de la carga (potencia) a lo largo de un día, una semana o un año. Así se conoce el gráfico de carga diaria del sistema interconectado, que muestra la potencia total que en cada momento se requiere disponer en los bornes de los generadores de las centrales pertenecientes al sistema. El área bajo la curva de carga diaria corresponde a la energía diaria que debe ser producida por las centrales. Son característicos los gráficos de carga máxima, mínima, y media diarias.

La forma de la curva de carga diaria depende del tipo de consumidores conectados al sistema. En la (Figura 3.29) se muestra el correspondiente a una zona industrial. La carga mínima nocturna es de aproximadamente 0,65 veces la máxima diaria.

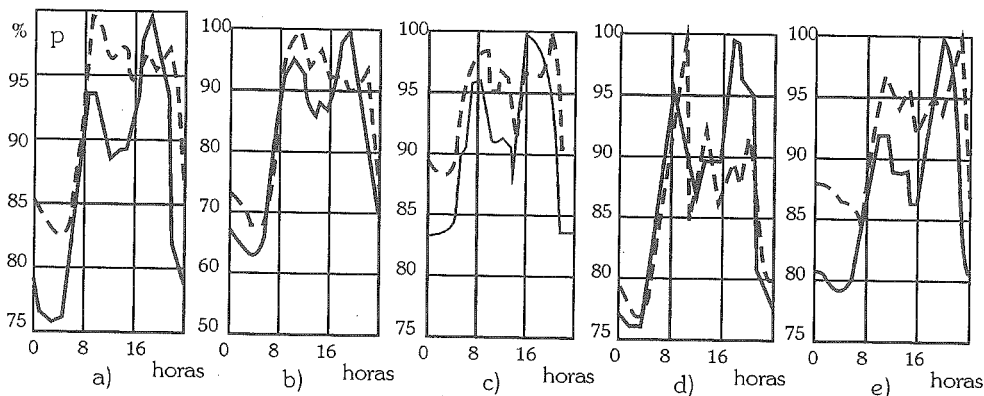


Figura 3.29 Ejemplos de gráficos de carga diaria típicos y correspondientes a diferentes sistemas eléctricos interconectados.

En el gráfico de carga se diferencian tres zonas: la base, pico y semipico. La zona base está ubicada entre el eje de las abscisas y una horizontal que coincide con la potencia mínima. La zona de semipico se encuentra entre dos horizontales que pasan por los puntos de la potencia mínima y la potencia media. La zona pico se encuentra por encima de la horizontal que pasa por el punto que corresponde a la potencia media. El gráfico de carga diaria de un sistema está caracterizado por los siguientes parámetros: potencia máxima P_{MAX} , potencia mínima P_{MIN} , potencia media $\bar{P}$, producción diaria de energía E_{DIA} , $E_{DIA} = \bar{P} \times 24$; el factor de carga $F_c = \bar{P} / P_{MAX}$, el factor de carga mínima $F_{MIN} = P_{MIN} / P_{MAX}$. Mientras más uniforme sea la demanda de energía en un día, mayores serán los factores F_c y F_{MIN} .

El constante desarrollo de los sistemas energéticos, de la industria, el comercio, la expansión en los centros de población, etc., lo mismo que la automatización de muchas actividades, conllevan a un aumento absoluto de la carga (demanda) lo mismo que a un aumento de la carga pico y a una disminución de la densidad o uniformidad de los gráficos de carga. Por ejemplo, en 1980 en el sistema interconectado de la parte europea de Rusia, la relación entre la carga mínima nocturna y la máxima diaria fue de 0,61 y actualmente es del orden de 0,55.

El aumento de las cargas pico está acompañado por un incremento considerable de la intensidad de crecimiento de la carga en las cercanías de las horas pico (especialmente al llegar al máximo de la mañana cuando se inician los trabajos en las zonas industriales). En esos momentos el crecimiento de la carga es mayor que el promedio horario.

Al unir varios sistemas regionales se obtiene cierta disminución del máximo de la carga diaria, ya que los máximos de los sistemas regionales no coinciden en el tiempo y el pico del sistema es menor que la suma aritmética de los picos regionales que lo componen.

La variación de la carga a lo largo de una semana es debida a los días de descanso y festivos (Figura 3.30a). A lo largo de un año las variaciones mensuales de carga son poco considerables, si se tiene en cuenta que en nuestro país no se presentan esos cambios debidos a las estaciones especialmente. Los gráficos de carga anual se deben construir considerando las tasas de crecimiento de la demanda. Por ejemplo, en la (Figura 3.30b), se muestra un gráfico dinámico de los máximos mensuales con una tasa de crecimiento del 10%. En Colombia la tasa de crecimiento anual del sector energético está aproximadamente entre 1 y el 3% y por lo tanto en el diseño de centrales eléctricas y en la determinación del régimen de operación se proyectan los niveles de demanda a 10 o 15 años adelante y se construyen los futuros gráficos de carga relacionados a momentos típicos de operación de la central en diseño. Esto se realiza partiendo de los gráficos de carga particulares y correspondientes a cada tipo de consumidor y en forma separada para los sectores industrial, comercial, residencial, de transporte, rural, etc. Estos gráficos se construyen en porcentaje con respecto a la máxima carga. En función del crecimiento de cada uno de los sectores anotados, se determina el crecimiento de la demanda de energía y potencia en los próximos 5 o 10 años o más. Así se construye el gráfico de carga diaria del sistema, sumando el correspondiente a todos los sectores integrantes. Partiendo de un análisis de la operación de la central en diseño junto con las demás centrales del sistema interconectado, se determina el régimen de su futura operación y se calculan y seleccionan los parámetros fundamentales de la central.

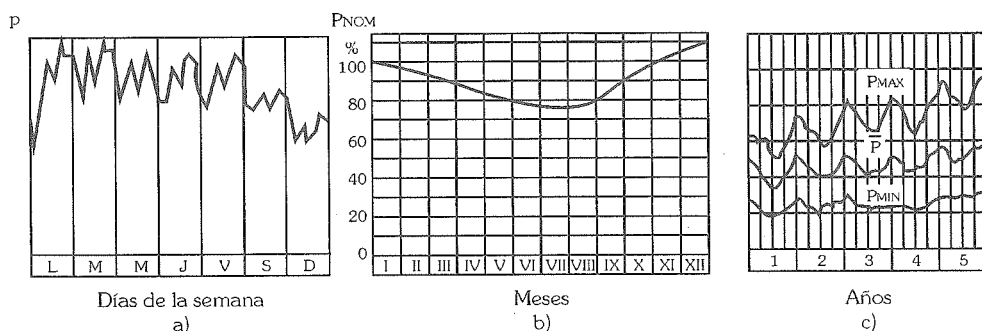


Figura 3.30 Variaciones con el tiempo de la carga en un sistema eléctrico.

- a) Gráfico de carga semanal
- b) Ejemplo de un gráfico de carga anual
- c) Variaciones anuales de la carga

3.8. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA CONFIABLE EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

3.8.1 Operación de una central hidroeléctrica en el gráfico de carga diaria

La potencia confiable (garantizada) de una central hidroeléctrica por lo general, es menor que la carga máxima del sistema en el cual opera. Por lo tanto, la central cubre sólo una parte del gráfico de carga diaria del sistema. La parte restante es cubierta por otras centrales eléctricas conectadas al sistema. Por lo tanto, en general, se puede escribir:

$$P_{\text{MAX}} = \Sigma P_{\text{CONF. CHE}} + \Sigma P_{\text{CONF. C. TER}} \quad (3.19)$$

Donde:

P_{MAX} es la máxima potencia del sistema

$P_{\text{CONF. CHE}}$

$P_{\text{CONF. C. TER}}$

son correspondientemente las potencias confiables de las centrales hidráulicas y térmicas, con las cuales la central en estudio participa en el cubrimiento de la carga.

Las variaciones de la carga requieren de las correspondientes fluctuaciones y cambios de potencia en las centrales del sistema y de la distribución óptima de la carga entre ellos.

Para solucionar este problema se utiliza el método gráfico basado en el uso de la curva de energía diaria del sistema, a partir del gráfico de carga diaria de diseño y en el acomodamiento, en este gráfico, de la producción diaria de energía continua por parte de la central.

3.8.2 Construcción de la curva de energía

Dividamos el gráfico de carga diaria en una serie de secciones horizontales (Figura 3.31). Las áreas de estas secciones corresponden a unas determinadas cantidades de energía ΔE_1 , ΔE_2 , ΔE_3 , etc. El área bajo la curva de carga diaria del sistema corresponde a la cantidad de energía que debe ser producida durante el día, ya que:

$$E = \int_0^t P \, dt$$

Para construir la curva de energía, en el eje de las abscisas se plotean los correspondientes valores de ΔE_1 , ΔE_2 , ΔE_3 . A los incrementos de E les corresponde la ubicación de los puntos a, b, c, etc. A partir de estos puntos se trazan verticales hasta la intersección con las horizontales correspondientes a las prolongaciones de los límites de las secciones consideradas. Así obtenemos los puntos A, B, C, (Figura 3.31) etc. que pertenecen a la curva de energía del sistema.

La parte inicial de esta curva representa el incremento de energía en la parte base del gráfico de carga y es en realidad una línea recta. Prolongando esta recta hasta la vertical a partir del punto final de la curva (punto D) obtenemos un tramo de recta ubicado entre el eje de las abscisas y el punto de intersección p, igual a la potencia media del gráfico de carga diaria.

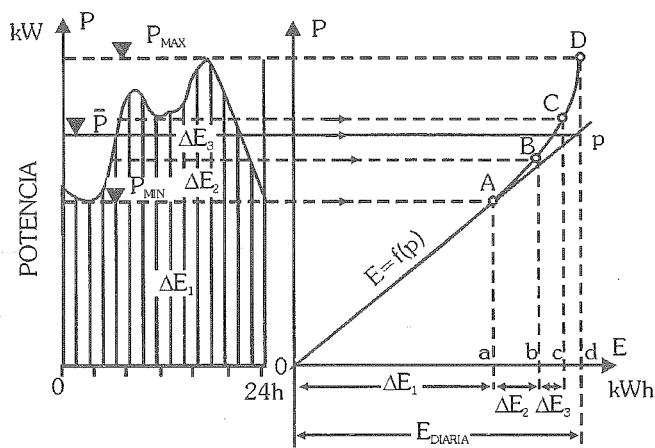


Figura 3.31 Construcción de la línea de energía a partir del gráfico de carga diaria del sistema eléctrico interconectado.

3.8.3 Datos de partida necesarios en la regulación diaria

En el estudio de regulaciones de duración considerable, se estableció que la producción de energía en una central hidroeléctrica depende de las variaciones de la escorrentía para volúmenes pequeños en los embalses de regulación y que esta dependencia, es menos notoria como resultado de la regulación por medio de embalses con volúmenes útiles considerables. Sin embargo, incluso en el período más seco, la central debe garantizar el mínimo de diseño de suministro de energía al sistema para cubrir el gráfico de carga diaria junto con las otras centrales pertenecientes a este sistema. Por eso, en los cálculos de regulación diaria y en calidad de datos de partida para determinar la producción confiable de la central, se usan las potencias medias diarias de la central en condiciones naturales (no reguladas) con un determinado nivel de probabilidad (o garantía) P_{CONT} , (Potencias continuas).

Al utilizar las curvas de duración de las potencias medias diarias durante meses particulares (de invierno y de verano) en una serie multianual de caudales y al conocer el nivel de probabilidad de diseño $p_{\text{DISEÑO}}$ (ver capítulo anterior); se determina la producción de energía diaria continua (garantizada) en la central $E_{\text{CONT, CHE}} = 24 p_{\text{CONT, CHE}}$. En los grandes sistemas interconectados, la producción de energía, por parte de las centrales hidroeléctricas, generalmente se ubica en la zona pico del gráfico de carga diaria; ya que este tipo de centrales es el que más se acomoda a los cambios rápidos de carga al cubrir los picos de corta duración. Lo mismo se hace cuando la central dispone de un pondaje o de

un embalse de regulación diaria que permita redistribuir la escorrentía natural y cuando la variación de los caudales turbinados no está limitada por ningún tipo de condiciones. En este caso, en la central se realiza una regulación diaria sin redistribuciones. La presencia de diferentes exigencias y limitaciones que se deben tener en cuenta al diseñar la central tales como las restricciones en las variaciones del nivel por razones de navegación, etc., determinan un régimen bastante rígido de operación de la central en diseño. En este caso es posible realizar sólo una regulación con restricciones.

3.8.4 Regulación diaria sin restricciones. Potencia confiable.

Determinación de la zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria del sistema eléctrico en un período seco.

Tal como se desprende de las consideraciones anteriores, el régimen de operación más indicado de la central hidroeléctrica con una regulación diaria sin restricciones en un período seco se produce cuando, al ubicar en la curva de carga diaria la producción continua de energía de la central, se reemplaza o se desplaza el mayor valor de la potencia de otras centrales del sistema. Esto se presenta al ubicar toda la producción de energía de la central en la zona pico de la curva de carga.

El cálculo se realiza en la siguiente secuencia: (Figura 3.32): En el eje de las abscisas de la curva de energía se plotea, a la izquierda del punto d que caracteriza la máxima producción diaria de energía del sistema, la producción diaria de energía continua de la central $E_{\text{CONT. CHE}}$. El punto c en el eje de las abscisas se corresponde con el punto c en la curva de energía. Trazando a partir de este punto una vertical obtenemos un segmento de ordenada cc' ubicado entre el punto c y una horizontal que pasa la parte superior de la curva de energía.

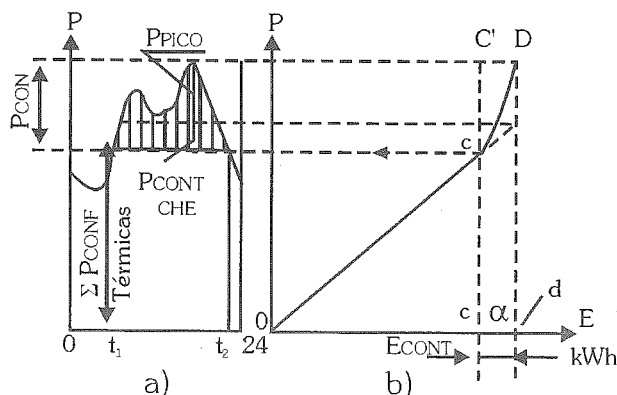


Figura 3.32 Determinación de la zona de operación de la central hidroeléctrica en el gráfico de carga diaria del sistema con una regulación diaria, no restringida, en un período seco (crítico).

Este segmento es igual a la potencia confiable (garantizada) de la central $P_{\text{CONT. CHE}}$. Con esta potencia la central cubre el pico de la curva de la carga (la zona de operación de la central en el dibujo aparece achurada). Como se ve en la (Figura 3.32) en el período del día comprendido entre 0 y t_1 horas, la central no trabaja. Durante todo este tiempo los caudales del río se acumulan en el embalse. En el período de tiempo entre t_1 y t_2 , la central opera con una carga variable. Cuando la carga de la central supera a la potencia media garantizada por el río, se produce un desembalse ya que durante este tiempo la central requiere un caudal superior al aportado por la corriente y empieza a consumir el volumen acumulado anteriormente en el embalse. De tal manera, la potencia confiable de la central $P_{\text{CONT. CHE}}$ se compone de dos potencias: la potencia continua $P_{\text{CONT.}}$ determinada por la escorrentía natural y una potencia pico garantizada como resultado del desembalse de un volumen adicional.

$$P_{\text{CONF}} = P_{\text{CONT.}} + P_{\text{PICO}} \quad (3.20)$$

Si se proyecta operar la central, junto con otras del mismo tipo en la parte pico del gráfico de carga, los cálculos y gráficos se efectúan como en el caso anterior pero utilizando solamente aquella parte del pico de la curva de carga dejada por las demás centrales.

Determinación de la zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria del sistema energético en períodos medios y secos

La ubicación de la producción confiable diaria de energía de la central, determinada por la potencia de la corriente en períodos medios y secos en el pico de la curva de carga, generalmente conlleva a vertimientos indeseables. Esto se debe a que la potencia diaria media de la corriente en esta época y, por lo tanto, la posible producción de energía por la central, generalmente superará considerablemente la potencia media y la producción con el nivel de probabilidad de diseño. Por eso, en los períodos medianos y secos, la zona de operación de la central se ubica en la parte base o semipico de la curva de carga diaria y la potencia máxima, con la cual participa la central, en esta época se toma igual a la potencia confiable (garantizada) o a la potencia instalada (ver siguiente capítulo).

La zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria se determina de la siguiente manera:

Dentro de la curva de energía (Figura 3.33) se construye un triángulo rectángulo a la misma escala de la curva cuyo cateto paralelo a las abscisas corresponde a la producción diaria de energía de la central, determinada por la corriente natural en el momento considerado E_{DIAR} y el otro cateto es igual a la potencia confiable (o a la instalada) de la central P_{CONF} . Corriendo este triángulo a lo largo de la curva de energía se encuentra una ubicación tal que los vértices a y c queden dentro de la curva. La ubicación encontrada para el triángulo determina la zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria del

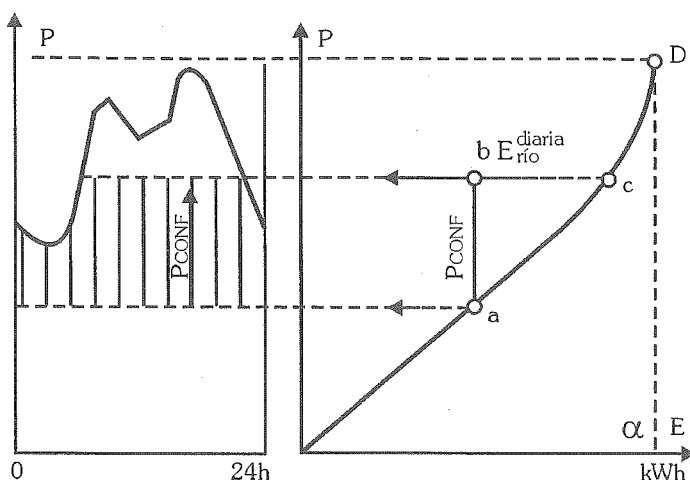


Figura 3.33 Determinación de la zona de operación de la central hidroeléctrica en el gráfico de carga diaria del sistema con una regulación diaria sin restricciones en periodos alto y medianamente críticos (secos).

sistema energético, la cual se encuentra entre las horizontales trazadas a través de los dos vértices a y c, (zona achurada en la Figura 3.33). La energía diaria producida por la corriente natural se calcula a partir de los caudales del hidrograma, sin ningún tipo de regulación, es decir, a filo de agua.

3.8.5 Regulación diaria restringida. Potencia confiable

Determinación de la zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria del sistema, con regulación restringida al conservar caudales en la zona de aguas abajo superiores a un valor dado. (Por condiciones sanitarias).

En estas condiciones, el mejor efecto se logra cuando el caudal mínimo exigido se conduce a la zona de aguas abajo para satisfacer determinadas necesidades, después de haber sido turbinado y de haber producido una determinada cantidad de energía. Por lo anterior, la zona de operación de la central en el gráfico de carga se determina de la siguiente manera:

En la parte base del gráfico se ubica la potencia de la central determinada por el caudal (sanitario) aguas abajo (Figura 3.34a):

$$P_{\text{BASE}} = 9.81 Q_{\text{SAN}} H_N \eta_{\text{UN}} \quad (3.21)$$

Por lo tanto, en la base del gráfico de carga se ubicará determinada parte de la producción confiable de energía diaria de la central:

$$E_{\text{BASE}} = P_{\text{BASE CHE}} \times 24 \quad (3.22)$$

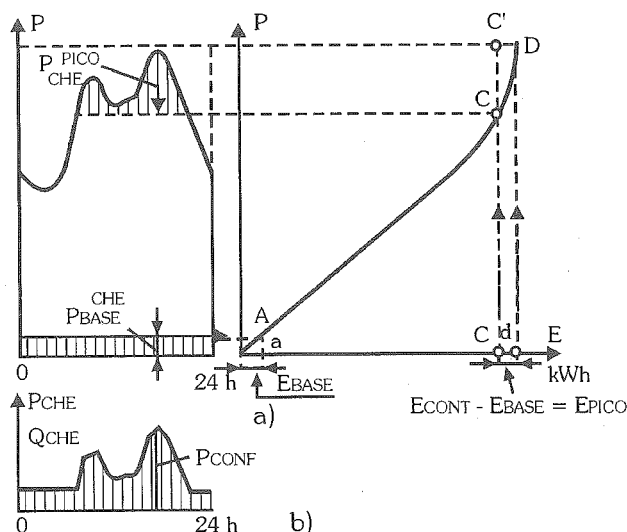


Figura 3.34 Determinación de la zona de operación de la central en el gráfico de carga diaria del sistema, con una regulación diaria restringida por las condiciones de suministro de agua o de nivel en la zona de aguas abajo de la presa.

La parte restante $E_{PICO} = E_{CONT} - E_{BASE}$ se ubica en el pico de la producción diaria de la central en la curva de carga.

La construcción se realiza en la misma secuencia correspondiente a los cálculos de regulación no restringida en un período seco. Una parte de la producción de energía diaria continua E_{PICO} , se plotea a la izquierda del punto que caracteriza la máxima producción del gráfico de carga en la curva de energía (por unidad). En el eje de las abscisas se obtiene la ubicación del punto c a partir del cual se traza una vertical hasta la intersección con la curva de energía. El tramo de la ordenada entre el punto de intersección y la horizontal trazada a través del máximo de la línea de energía, es igual a la potencia pico de la central P_{PICO} . La potencia confiable (garantizada) de la central para este tipo de regulación será:

$$P_{CONF} = P_{BASE} + P_{PICO} \quad (3.23)$$

El régimen de operación de la central hidroeléctrica se determina con el gráfico total, que caracteriza la variación de la carga diaria con una operación en la parte pico y base del gráfico de carga diaria del sistema (Figura 3.34b).

En el invierno o inviernos de un año determinado y en ausencia de una regulación de consideración (profunda) con el fin de disminuir los vertimientos, la central debe operar con la máxima capacidad de las turbinas. En este período la central produce la máxima cantidad posible de energía y no realiza ninguna regulación diaria ubicándose en la zona base del gráfico de carga diaria. A pesar de que en este régimen las centrales térmicas deben operar con mayores

variaciones diarias y consumir más combustible por kW hora, en general, la energía producida por la central hidroeléctrica ubicada en la zona base durante los inviernos resulta económica.

3.8.6 Optimización de la operación de las centrales hidroeléctricas con regulación diaria

Como resultado de los cálculos de regulación diaria, en forma gráfica, se determina el régimen de operación de la central en un día.

Sin embargo, a partir de esta metodología además de las cargas que garantizan la operación normal de las unidades, pueden también obtenerse aquellas cargas de la central con las cuales las condiciones de operación de la central son indeseables; como la operación con bajas eficiencias o en condiciones de cavitación. Por lo anterior, después de seleccionar la potencia confiable (garantizada) de la central, se corrigen las cargas considerando una operación efectiva de las unidades y de todo el equipo electromecánico en general. El gráfico de carga corregido se ubica en el gráfico de carga diaria del sistema, de tal manera que se obtenga la operación más económica de las demás centrales del sistema (el gráfico de carga de la central en diseño se puede ubicar en diferentes zonas del gráfico de carga del sistema como se ve en la Figura 3.35). La selección de los regímenes óptimos de operación de las centrales eléctricas en el sistema, se realiza para diferentes períodos de diseño o de desarrollo del sistema energético.

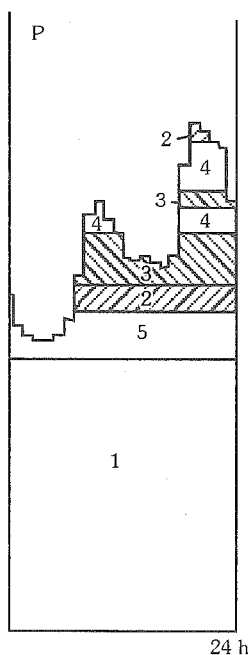


Figura 3.35 Cubrimiento del gráfico de carga diaria de invierno proyectado al futuro correspondiente al sistema interconectado en el año crítico. 1, 4 zona de operación de las centrales térmicas; 2, 3. centrales hidroeléctricas en operación; 5. centrales hidroeléctricas y térmicas proyectadas (en diseño).

3.8.7 Papel de las centrales hidroeléctricas en el sistema interconectado

Su papel es muy importante ya que estas centrales son especialmente aptas para operar con cargas variables y realizar funciones de reserva dentro del sistema interconectado.

El equipo electromecánico de estas centrales posee un alto grado de maniobrabilidad y permite realizar variaciones rápidas desde una carga nula hasta la potencia total (toma total de carga, rechazo de carga, etc). Por eso la producción de energía por parte de estas centrales se ubica en la zona pico del gráfico de carga diaria del sistema. Estas variaciones de potencia se realizan sin ocasionar pérdidas adicionales o disminuciones de eficiencia.

Las centrales térmicas y las atómicas generalmente operan con cargas constantes cubriendo la parte base del gráfico de carga diaria del sistema, ya que su equipo energético posee limitaciones en sus posibilidades de maniobrabilidad. Sin embargo, últimamente se han construido centrales térmicas mucho más flexibles en su funcionamiento que las anteriores, lo cual las habilita para ser operadas en la zona pico del gráfico de carga diaria.

3.9 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO

3.9.1 Potencia instalada de una central hidroeléctrica

La potencia instalada de una central hidroeléctrica P_{INST} es la potencia total o nominal de todos los generadores.

La potencia instalada P_{INST} tiene tres componentes:

$$P_{\text{INST}} = P_{\text{CONF}} + P_{\text{COMP}} + P_{\text{RES.}} \quad (3.24)$$

Donde:

P_{CONF}

P_{COMP}

P_{RES}

son correspondientemente la potencia confiable (garantizada), la complementaria y la potencia de reserva de la central. Cada componente, en función del grado de regulación de la escorrentía y de la operación de la central junto con otras centrales del sistema, puede ser determinada en forma separada.

Potencia confiable (garantizada)

A partir de los cálculos de regulación, de potencia y energía, se establecen las posibilidades energéticas de la central con un esquema de desarrollo determinado y unos niveles máximo normal y mínimo de operación conocidos. Como resultado, se puede construir una curva de duración de las potencias, partiendo de una serie multianual de caudales y considerando la regulación de la escorrentía (Figura 3.36). En la figura se muestra todo el rango de posibles variaciones

durante el período de diseño $T_{\text{DISEÑO}}$ desde P_{MIN} con una probabilidad (garantía) del 100% ($p = 100\%$) hasta P_{MAX} con $p = 0\%$.

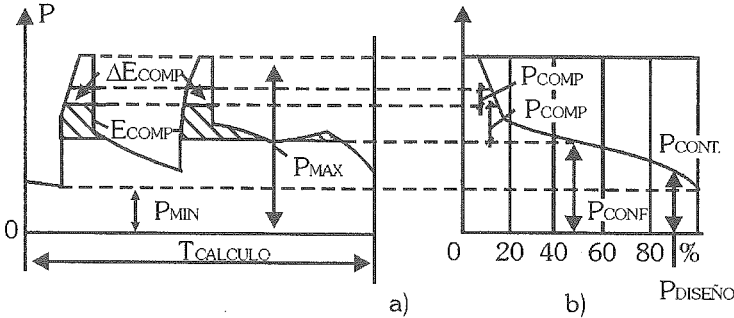
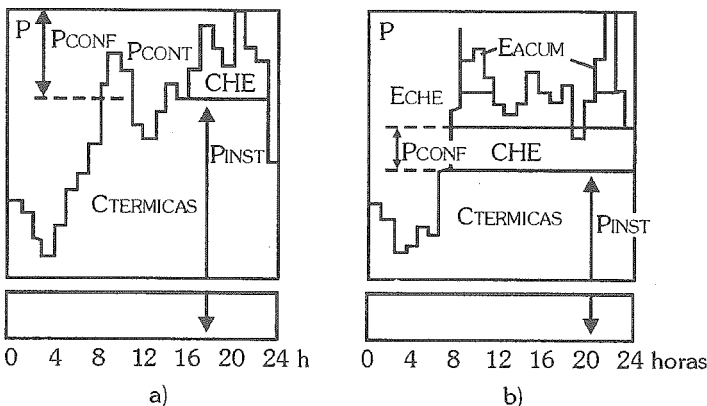


Figura 3.36 Potencias medias diarias de centrales hidroeléctricas a) distribución de las potencias durante el período de simulación. b) Curva de duración de las potencias.

De todas las posibles potencias medias diarias de la central, de acuerdo con los caudales naturales, para los cálculos posteriores se selecciona la potencia continua P_{CONF} de acuerdo con un determinado nivel de probabilidad $p_{\text{DISEÑO}}$, también escogido. Con esta potencia se determina la producción diaria de energía continua por parte de la central $E_{\text{CONF}} = 24 P_{\text{CONT}}$ la cual se utiliza para cubrir una parte del gráfico de carga diaria del sistema interconectado proyectado a unos 10 - 15 años después de la construcción del proyecto. En estos cálculos se supone que en la central se tiene la posibilidad de realizar una regulación diaria sin restricciones y por lo tanto la energía E_{CONT} puede ser ubicada en cualquier parte del gráfico de carga diaria.

Lo mejor es ubicar la central en la zona pico o semipico del gráfico de carga, considerando la operación de centrales hidroeléctricas o térmicas ya construidas. Si las centrales térmicas nuevas son suficientemente flexibles, se pueden colocar en la zona pico del gráfico de carga diaria. (Figura 3.37). La ubicación



EACUM Energía en centrales acumuladoras

Figura 3.37 Gráficos de carga diaria del sistema interconectado. a) operación de la central hidroeléctrica en la zona pico del gráfico. b) operación de la central hidroeléctrica en la zona semipico.

de la energía continua diaria de la central en la curva de carga del sistema, permite determinar la potencia confiable P_{CONF} . Es evidente que mientras mayor sea la irregularidad del gráfico de carga, mayor será la potencia confiable para el mismo valor de la energía continua. En función de la zona de operación de la central en el gráfico de carga la relación P_{CONF} / P_{CONT} puede variar dentro de un rango considerable alcanzando 10 y más.

La potencia confiable se estima como una potencia segura en el sistema y se considera en la selección de la potencia de otras centrales.

Cuando se presentan períodos bastante secos en el intervalo de garantía entre $P_{DISEÑO}$ y $p=100\%$; cuando la potencia media de la central sea menor que P_{CONT} y la potencia en el gráfico de carga sea menor que P_{CONF} , para compensar la potencia y la energía de la central hasta valores garantizados, se utilizan las reservas del sistema interconectado. Al diseñar los gráficos de carga diaria proyectados al futuro, se deben considerar diferentes estaciones y diferentes meses. Si es que se presentan, se deben seleccionar los meses de carga máxima. En este caso se analizan estadísticamente sólo las potencias correspondientes a ese período y se construyen las curvas de duración de potencias para ese plazo. Con un nivel de probabilidad o de garantía seleccionado previamente, se determinan las potencias medias mensuales de la central, las cuales se consideran como potencias garantizadas y se utilizan para cubrir el gráfico de carga del sistema. A partir del análisis de estos gráficos se determina la potencia garantizada de la central.

Potencia complementaria

En las centrales hidroeléctricas con regulación parcial (Figura 3.36) las potencias medias que pueden ser producidas por la corriente natural, pueden superar considerablemente a la potencia confiable. Para utilizar la energía de la corriente en forma más completa, es conveniente aumentar la potencia de la central por encima de la potencia confiable P_{CONF} e instalar en la central una potencia complementaria P_{COMP} , que permite obtener una energía adicional o complementaria. En este caso, ya que la potencia complementaria no está garantizada dentro de los límites de probabilidad adoptados, entonces su adopción en la central no disminuye la potencia instalada de las centrales térmicas y por lo tanto se le llama también potencia doble. El efecto económico de introducir P_{COMP} consiste en que las centrales térmicas paran sus unidades cuando se está utilizando esta potencia, permitiendo economías considerables por concepto de combustible o facilitando la realización de reparaciones o revisiones del equipo de las centrales térmicas. En la (Figura 3.36) se ve que al aumentar P_{COMP} cada subsiguiente kilovatio (cada kilovatio adicional) de esta potencia genera cada vez menos incremento en la producción adicional de energía durante el período de tiempo de diseño.

El cálculo económico para seleccionar el valor óptimo de la potencia complementaria (marginal o incremental) en la central, consiste en confrontar los

costos equivalentes a las centrales hidroeléctricas y a las térmicas en cualquier intervalo de la potencia marginal. Al aumentar la potencia incremental en un valor ΔP_{COMP} y al obtener una energía incremental ΔE_{COMP} los costos de la central hidroeléctrica crecen al aumentar los costos del equipo electromecánico, la ampliación de la casa de máquinas y de otras estructuras como la captación y los conductos. Estos costos se incrementan en un valor ΔK_{CHE} . En este caso las inversiones en las estructuras de contención (presas) y de los vertederos no sufren variaciones. Sin embargo, aumentan los costos relacionados con el mantenimiento de las obras y del equipo, lo mismo que las amortizaciones y reparaciones en un valor ΔA_{CHE} . De tal manera, el incremento de los costos será:

$$\Delta E_{\text{CHE}} = E_M \Delta K_{\text{CHE}} + \Delta A_{\text{CHE}} = (E_M * \alpha_1) \Delta K_{\text{CHE}} \quad (3.25)$$

Donde:

E_M es un coeficiente normativo de la efectividad relativa de las inversiones.

α_1 es un coeficiente que relaciona las inversiones en la central con los costos anuales. A este coeficiente se le denomina factor de recuperación de capital, que se usa para pasar la inversión inicial a costos anuales en valor presente:

$$\alpha_1 = \frac{(1 + i)^n i}{(1 + i)^n - 1}$$

Donde:

i tasa anual de interés.

n vida útil del proyecto en años.

La economía de combustible equivalente en el sistema eléctrico nacional ΔB_T , ton/año al introducir la potencia complementaria se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Delta B_T = \frac{\Delta E_{\text{COMP}} K_1 g_T}{1000} \quad (3.26)$$

Donde:

g_T es el consumo unitario de combustible equivalente en la producción de 1 kilovatio hora de energía por parte de la central térmica (*2).

K_1 es un coeficiente que considera el incremento de gasto de energía en la central térmica para sus propias necesidades, en comparación con las hidroeléctricas y se toma entre 1,02 y 1,04.

(*2) Cuando una central térmica opera en la zona pico de la carga, el consumo de combustible equivalente es de cerca de 0,5 kilogramos por kilovatio hora de energía producida y cuando trabaja en base es aproximadamente de 0,3

kilogramos por kW.h. Por definición, 1 kg de combustible equivalente produce 7.000 kilocalorías y es un concepto muy útil que permite generalizar todos los tipos de combustible.

La disminución de los costos en las centrales térmicas del sistema será:

$$\Delta E_{\text{TER}} = (E_M K_{\text{T.E.}} + I_{\text{T.B.}}) \Delta B_T \quad (3.27)$$

Donde:

$K_{\text{T.E.}}$

$I_{\text{T.B.}}$ son correspondientemente las inversiones y los costos anuales en la base de combustible (por cada tonelada de extracción anual de combustible equivalente en el sistema).

En la (Figura 3.38) se muestra el gráfico de variación de ΔE_{CHE} y de ΔE_{TER} en función de P_{COMP} . Para valores pequeños de P_{COMP} la producción adicional de energía en la central hidroeléctrica es considerable y la economía de combustible es relativamente alta. Se cumple la condición $\Delta E_{\text{TER}} > \Delta E_{\text{CHE}}$, según la cual un aumento de la potencia complementaria en la central se justifica económicamente. Dado que al aumentar la potencia complementaria por cada kilovatio de potencia adicional se produce menor cantidad de energía, entonces el crecimiento de ΔE_{TER} disminuye y en cierta etapa del cálculo se llega a la igualdad de los incrementos en los costos: $\Delta E_{\text{CHE}} = \Delta E_{\text{TER}}$. A esta igualdad le corresponderá la potencia complementaria óptima en la central. Como primera aproximación, se puede tomar el nivel de probabilidad (de garantía) de la suma de potencias $P_{\text{CON}} + P_{\text{COMP}}$ como $P \leq (20)\%$, en la curva de duración de potencias. Es conveniente aumentar la potencia complementaria cuando se tiene una regulación poco considerable y cuando se producen grandes vertimientos en invierno. Este aumento es también conveniente cuando se tienen conducciones cortas y cuyo aumento en sus dimensiones no producen sobrecostos considerables.

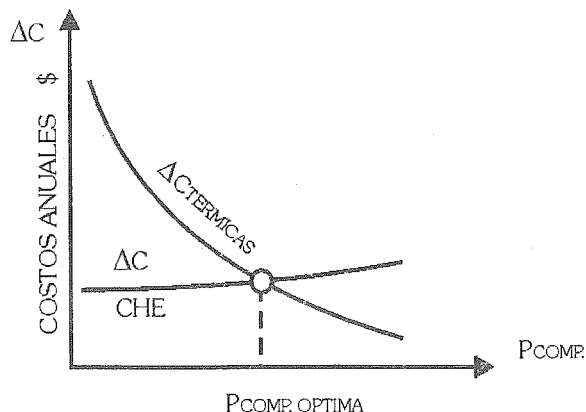


Figura 3.38 Determinación del valor óptimo de la potencia complementaria

ΔC_{CHE} Costos anuales en la central hidroeléctrica, debidos al aumento de la potencia complementaria.

$\Delta C_{\text{TÉRMICAS}}$ Costos anuales del combustible ahorrado en las centrales térmicas.

Potencia de reserva

Esta potencia puede estar compuesta de diferentes elementos en función del papel que cumple cada uno de ellos; así:

$$P_{RES} = P_{AV} + P_{SOB} + P_{REP} + P_{SUP} \quad (3.28)$$

Donde:

- P_{AV} es la reserva por averías.
- P_{SOB} es la reserva por sobrecargas.
- P_{REP} es la reserva por reparaciones.
- P_{SUP} es la reserva por imprevistos.

La potencia de reserva debe garantizar una operación constante y permanente del sistema eléctrico en su conjunto.

Es importante anotar que no todas las componentes de la potencia de reserva se deben introducir o instalar en la central de diseño.

Reserva por averías

Es una parte de la potencia instalada destinada a operar en caso de daños o fallas en una o varias de las unidades de la central hidroeléctrica o en caso de desconexión de parte del equipo de generación.

La reserva por averías, en función de su ubicación, debe ser garantizada por un volumen de agua o de combustible durante el periodo de recuperación de las unidades.

La reserva por averías preferentemente se debe instalar en centrales hidroeléctricas con un buen grado de regulación, ya que su inclusión se debe producir en forma bastante rápida. En cálculos preliminares se puede tomar entre el 2 y el 8% de la potencia instalada de todo el sistema interconectado o del sistema regional.

Reserva por sobrecargas

Debe cubrir las variaciones de carga no previstas en el sistema eléctrico y produce un balance entre la demanda y su cubrimiento. Un aumento rápido de la potencia (e inesperado), si no es tomado por el sistema eléctrico, produce una desviación de la frecuencia de la corriente con respecto a la normal o a la normativa y una disminución de la calidad en el suministro, lo cual, en principio, es inadmisibles. Esta reserva se debe instalar en una central que pueda reaccionar rápidamente como las hidroeléctricas, las hidroacumuladoras y las centrales de gas.

La reserva por sobrecargas para el sistema eléctrico es cerca del 3% de su potencia máxima. Su valor más usual es del 1%.

Reserva por reparaciones

Como su nombre lo indica, está destinada a reemplazar la potencia de las unidades en reparación, ya sea de centrales térmicas o hidroeléctricas. En fun-

ción del carácter del gráfico de carga anual del sistema, se pueden diferenciar dos casos:

1. Las unidades entran a reparación en una zona baja del gráfico anual de carga (Figura 3.30b) con excepción del período de crecientes cuando operan a plena carga (regulación anual). En este mismo período se realiza la reparación de los turbogeneradores de las centrales térmicas y no se requiere de una reserva especial para reparar las unidades.

2. Si el gráfico anual de carga no presenta altibajos, entonces la reserva por reparaciones puede ser redistribuida entre otras centrales del sistema eléctrico. Se puede formar entre el 5 y el 8% de la potencia total del sistema nacional o regional.

Reserva por imprevistos

Considera un crecimiento de la demanda superior al previsto debido a la introducción de nuevas industrias o de un desarrollo superior al planificado en los principales sectores de consumo. En general esta potencia se debe ubicar en las centrales térmicas, previendo para esto, la disponibilidad inmediata de combustible.

En la (Figura 3.39) se muestra un gráfico de potencias máximas del sistema energético con preponderancia de centrales térmicas.

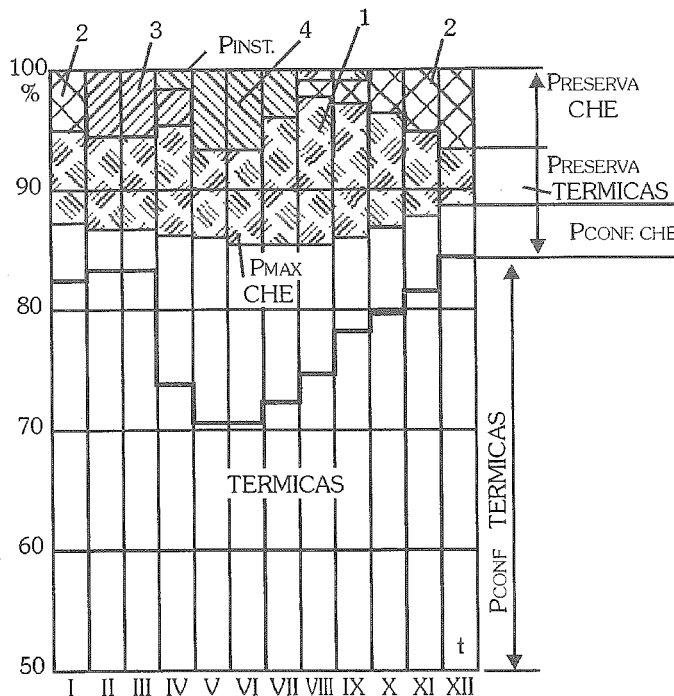


Figura 3.39 Gráfico anual de las potencias máximas de un sistema eléctrico. 1) Reserva por averías en centrales térmicas; 2) Reservas por averías y sobrecargas en centrales hidroeléctricas; 3) Reserva por reparaciones en centrales hidroeléctricas; 4) Lo mismo pero en centrales térmicas.

La variación mensual en el gráfico anual de carga se nivela considerablemente con las centrales hidroeléctricas.

Las reservas por averías, por reparaciones y sobrecargas, ocupan un lugar considerable en el sistema eléctrico (hasta del 14%). Por imprevistos se puede tomar entre el 1 y el 2%.

3.9.2 Producción de energía eléctrica en la central hidroeléctrica

La producción anual de energía de una central hidroeléctrica no es constante ya que varía en función de la escorrentía que llega al embalse y de su grado de regulación. En una regulación multianual las variaciones de producción pueden ser poco significativas. En regulaciones anuales, la producción anual varía sensiblemente especialmente a causa de los incrementos de los inviernos.

La producción media multianual de energía E_{AN} es una característica importante que se utiliza en la determinación de los parámetros técnicos y económicos de la central.

Al evaluar la operación de la central en el sistema eléctrico es de gran utilidad el número de horas de utilización de la potencia instalada en el año T_{UT} representado por la relación:

$$T_{UT} = \frac{E_{AN}}{P_{INST}} \quad (3.29)$$

Este valor caracteriza el grado de irregularidad en la operación diaria y anual de la central en el sistema. Para centrales que operan netamente en las zonas pico $T_{UT} \leq 2.000$ horas. En las zonas de semipico T_{UT} aumenta hasta 3.000 o 4.000 horas. Aproximadamente, un valor medio para centrales hidroeléctricas europeas es de unas 3.000 horas.

3.9.3 Selección del nivel máximo normal

El nivel máximo normal en una central hidroeléctrica es un parámetro de la máxima importancia, ya que determina la potencia y la producción de energía de ésta, el tipo de estructuras hidráulicas, las características del equipo electromecánico y especialmente de las unidades de generación y de las inversiones en el proyecto. La cota del nivel máximo normal, influye en las características de las centrales ubicadas aguas arriba y aguas abajo del proyecto de estudio. De tal manera, este parámetro se debe determinar considerando el aprovechamiento integral de una cuenca o una corriente por medio de las centrales ubicadas en cascada o en cadena.

Al aumentar el nivel máximo normal crece la caída de la central, se incrementa la capacidad reguladora del embalse y disminuyen los vertimientos. Esto produce un aumento de la potencia instalada y de la confiable, lo mismo que de la producción de energía y mejora los índices de producción de las centrales inferiores de la cascada.

El efecto energético, económico y técnico que puede producir en una determinada central la variación del nivel máximo normal, debe confrontarse con las inversiones al reemplazar la producción con centrales térmicas, etc.

Dado que la determinación del nivel máximo normal está relacionada con diversos factores económicos y técnicos (potencia y producción de energía, daños por inundaciones, limitaciones geológicas y topográficas, reubicación de poblaciones, compra de tierras fértiles, etc), es bastante difícil establecer una relación funcional entre el nivel máximo normal y las diferentes inversiones.

La determinación del nivel máximo normal se realiza por etapas, estableciendo todas las inversiones correspondientes a diversos valores o ubicaciones de este nivel.

3.9.4 Determinación del grado de desembalse óptimo

El valor del desembalse influye en el grado de regulación, en la potencia instalada y en la producción de energía, lo mismo que en el tipo de estructuras y en el quipo electromecánico y su ubicación. Al aumentar el desembalse se debe profundizar la captación y el trazado de las conducciones lo mismo que aumentar la altura de las almenaras, lo cual implica un sobre costo en estas estructuras. Al aumentar el valor del desembalse varía el rango de caídas de la central, disminuyendo la caída media y la caída mínima, lo cual puede requerir de otro tipo de unidades de generación. En una operación en cascada, la variación del desembalse influye en los parámetros energéticos y en las inversiones de los restantes proyectos o escalones de la cascada.

Dado que la central opera en el sistema junto con otras, el criterio más general al seleccionar el valor del desembalse óptimo es el mínimo de costos en el sistema y de daños en otras ramas de la economía relacionadas con la operación del embalse, con la máxima producción de energía.

El problema se puede simplificar si no se consideran los daños y entonces el valor del desembalse se determina sólo en función de la producción de energía y de la potencia reemplazada en las centrales térmicas del sistema.

Al aumentar el valor h del desembalse, se mejoran las condiciones de regulación de la escorrentía, se disminuyen los vertimientos y se aumenta la potencia continua. La producción media anual de energía E_{AN} en función de la relación entre el desembalse y la caída de la central puede crecer con el desembalse, teniendo un máximo para cierto valor de este desembalse o bien puede disminuir (Figura 3.40). En consecuencia, al aumentar la potencia continua, aumenta la producción diaria de energía continua, la potencia confiable y la potencia instalada de la central. En la (Figura 3.41) se muestra la variación de estos valores para una gran central con una caída de diseño $H = 106$ m, en la cual se ve que al aumentar el desembalse, la potencia confiable crece permanentemente y la producción anual de energía tiene un máximo de $7,15 \times 10^9$ kW hora, con un desembalse $h = 22$ m. (se seleccionó un desembalse de 20 metros).

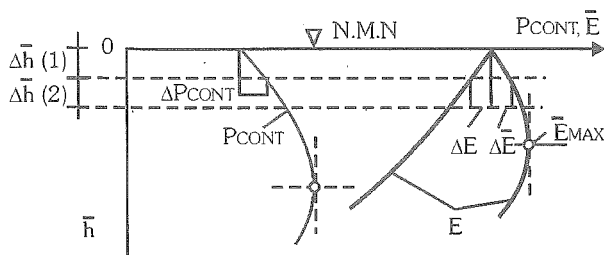


Figura 3.40 Variaciones de la potencia y del grado de regulación en función del grado de desembalse en una central hidroeléctrica.

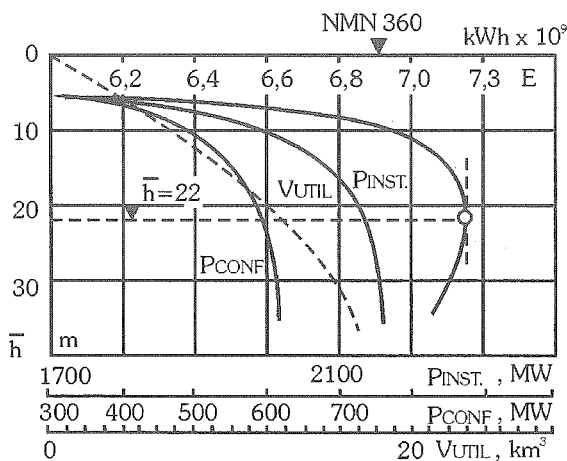


Figura 3.41 Variación de los parámetros de una central en función del grado de desembalse.

El aumento de la potencia confiable y de la producción diaria de energía continua al incrementar el valor del desembalse, permite disminuir la potencia instalada en las centrales térmicas y recortar las instalaciones para combustibles y su extracción.

La disminución de las inversiones y de los costos anuales en las centrales térmicas será:

$$\bar{K}_{\text{TER}} = K_2 P_{\text{GAR}} K_{\text{TER}}^{\text{UD}} \quad (3.30)$$

$$I_{\text{TER}} = -K_2 P_{\text{GAR}} I_{\text{TER}}^{\text{UD}} \quad (3.31)$$

Donde:

$K_{\text{TER}}^{\text{UD}}$

$I_{\text{TER}}^{\text{UD}}$

son correspondientemente las inversiones unitarias y costos anuales por cada kilovatio instalado (por kilovatio de la potencia instalada)

K_2 es un coeficiente que relaciona la potencia en centrales hidroeléctricas y térmicas ($K_2 = 1,14$).

Utilizando las relaciones (3.30) y (3.31) se puede representar la expresión para los costos equivalentes de diseño en las centrales térmicas:

$$\bar{E}_{TER} = E_M \bar{K}_{TER} + \bar{I}_{TER} \quad (3.32)$$

El aumento (o disminución) de la producción de energía en una central hidroeléctrica o en todas las centrales de una cascada al variar el desembalse, produce una variación en el consumo anual de combustible convencional, así:

$$B_T = K_1 \bar{E} g_T \quad (3.33)$$

Donde:

$\bar{E}$ es la producción anual de energía media en la central hidroeléctrica para un valor dado h del desembalse.

g_T es el consumo de combustible convencional por cada kilovatio hora de energía producida.

K_1 coeficiente que considera el sobregasto de energía en las centrales térmicas para sus propias necesidades.

Los costos equivalentes en bodegaje y extracción de combustible son:

$$\bar{E}_{CHE} = (E_H K_{TB}^{UD} I_{TB}^{UD}) B_T \quad (3.34)$$

Al variar el desembalse cambiarán también los costos de las estructuras hidráulicas y del equipo electromecánico. Las cantidades y volúmenes de obra lo mismo que los costos de ciertas estructuras como las presas y los vertederos no cambian y por lo tanto no se consideran en el análisis.

Los costos equivalentes en la central hidroeléctrica son:

$$\bar{E}_{CHE} = (E_H + \alpha_1) K_{CHE}^{IN} \quad (3.35)$$

Donde:

K_{CHE}^{IN} son las inversiones en las estructuras hidráulicas para cada valor del desembalse.

La influencia del desembalse en el costo de las estructuras correspondientes a otras centrales de la cascada se denomina como E_{CASC} .

Para seleccionar el valor óptimo del desembalse los cálculos se realizan por etapas para diferentes intervalos de desembalse, Δh_1 , Δh_2 (Figura 3.40), para los cuales se determinan los incrementos en los costos ΔE de todos los componentes. Si en la primera etapa se cumple la desigualdad:

$$\Delta \bar{E}_{CHE1} + \Delta \bar{E}_{CASC1} < \Delta \bar{E}_{TEB1} + \Delta \bar{E}_{TB1} \quad (3.36)$$

entonces el desembalse Δh_1 es rentable y se puede seguir aumentando. Cuando la desigualdad se invierte, el desembalse deja de ser rentable y no se justifica. Cuando se igualan los costos en cierta etapa del desembalse, un aumento de éste se torna antieconómico y el valor óptimo del desembalse se expresa por la suma:

$$\sum_0^i \Delta \bar{h}_i$$

Todos los cálculos de optimización del desembalse se realizan para una serie de años que incluya años secos, medios y húmedos. En los años secos el desembalse puede ser mayor que en los húmedos y, como resultado, su máximo valor durante la operación de la central no se alcanzará todos los años. Se debe también tener en cuenta que el valor del desembalse influye en el valor medio de las eficiencias de las unidades de generación.

Es importante tener en cuenta que al determinar el valor del desembalse de diseño no se utiliza el volumen del embalse ubicado por debajo del nivel mínimo de operación, o mejor, del nivel superior de sedimentación previsto.

En cuanto a los valores de las eficiencias de las turbinas, es importante resaltar que el equipo de generación, cualquiera que sea, posee un rango de caídas determinado dentro del cual se justifica operar la central especialmente debido a los valores de la eficiencia. Para valores superiores o inferiores de la caída (por fuera de los límites de este rango) no es recomendable operar la central y por lo tanto este factor se debe tener muy en cuenta al seleccionar el valor óptimo del desembalse. Para diferentes turbinas, estos valores son:

Tipo de turbina	Desembalse máximo
KAPLAN	+ 20% H_{DIS} -25% H_{DIS}
FRANCIS	+15% H_{DIS} -20% H_{DIS}
PELTON	+10% H_{DIS} -5% H_{DIS}

H_{DIS} Caída de diseño

Por último, es evidente que al determinar el valor óptimo del máximo desembalse, automáticamente queda determinado el valor del volumen útil del embalse utilizando la curva volumen - profundidad del embalse, que se muestra, por ejemplo, en la (Figura 3.16d). Es decir, la determinación del grado de desembalse óptimo, equivale a la determinación del volumen útil del embalse.

La condición anterior también se puede presentar en función de la caída máxima, así:

Tipo de turbina	Desembalse máximo
KAPLAN	$0,4 H_{MAX}$
FRANCIS	$0,25 H_{MAX}$
PELTON	$0,15 H_{MAX}$

3.9.5 Uso de la programación dinámica en la regulación óptima de la escorrentía con embalses

Una solución más completa al problema de obtener la óptima regulación de la escorrentía por medio de embalses en un determinado período de tiempo, puede ser obtenida utilizando el método de la programación dinámica; tanto para condiciones de operación (nivel mínimo de operación conocido) como en condiciones de diseño, cuando es necesario determinar el valor óptimo del desembalse.

El criterio de optimización del régimen de operación del embalse, consiste en buscar el mínimo de los costos anuales totales en el sistema en el cual opera la central junto con otras centrales térmicas e hidroeléctricas, de la siguiente manera:

$$\sum_0^i C = \text{MÍNIMO} \quad (3.37)$$

En los costos anuales se puede diferenciar el costo por concepto de consumo de combustible C_T el cual va a variar al introducir en el sistema la central en diseño. Las demás componentes de los costos anuales prácticamente no varían y por eso se pueden excluir de los cálculos de optimización. Entonces, a cambio de la anterior expresión, se puede escribir:

$$\sum_0^i C_T = \text{MÍNIMO}$$

Con frecuencia el problema se simplifica y a partir de los parámetros del embalse, como criterio de optimización, se utiliza el máximo de producción de energía en la central durante el período de tiempo de diseño t.

Durante un determinado intervalo de tiempo de diseño i la producción de energía por parte de la central está determinada por el nivel del embalse o niveles en el embalse Z_{AAi} y $Z_{AA(i+1)}$ y entonces la condición de optimización se puede escribir de la siguiente manera:

$$\sum_0^i E(Z_{AAi}; Z_{AA(i+1)}) = \text{máx.} \quad (3.38)$$

El problema consiste en determinar el máximo de la función (3.38) con n. variables independientes $Z_{AA1}, Z_{AA2}, Z_{AA3}, \dots, Z_{AAn}$ (los valores Z_{AA0} y $Z_{AA(n+1)}$ son dados, por ejemplo, el nivel máximo normal).

El método de la programación dinámica convierte el problema de optimización de una ecuación de n variables a la optimización consecutiva de varias funciones de una sola variable. En consecuencia, se establece una función única $Z_{AA} = f(t)$ que corresponde al criterio de optimización (3.38).

La solución se realiza con ayuda del computador.

Consideremos la secuencia de las operaciones para una central aislada en condiciones de operación cuando se conocen el nivel máximo normal y el nivel mínimo de operación. Se parte de un hidrograma de caudales durante un período de diseño T en el sitio de cierre, de la curva de calibración aguas abajo, de la capacidad hidráulica de las turbinas en forma de la siguiente función $Q_{aa} = f(Z_{aa})$ y de las eficiencias de las unidades de generación en función de la potencia, $Q = f(P, H_N)$.

El criterio de optimización es el máximo de producción de energía en la central durante el período T .

En el momento inicial t_0 y al final del período T el embalse se encuentra lleno $Z_0 = Z_{n+1} = N.M.N.$ Se debe determinar la curva óptima $Z_{AA} = f(t)$ que satisfaga el criterio de optimización propuesto, es decir $E = \max$.

Para solucionar el problema dividamos el período de tiempo T en n intervalos igual a Δt cada uno de ellos y a la altura entre el nivel máximo normal y el nivel mínimo de operación en m intervalos iguales (Figura 3.42 a.). Consideremos las etapas de cálculo:

Primera etapa

Unamos el punto Z_0 con los puntos $Z_1^1, Z_1^2, \dots$, y determinemos la producción de energía en el primer intervalo de tiempo Δt_1 y construyamos el gráfico de la función $E_1 = f(Z_1)$ (Figura 3.42b).

Segunda etapa

Para cada nivel del embalse final del segundo intervalo $Z_2^1, Z_2^2, \dots$ se trazan las rectas $Z_2^1 - Z_1^1, Z_2^1 - Z_1^2, \dots$, y luego las rectas $Z_2^2 - Z_1^1, Z_2^2 - Z_1^2, \dots$, etc, y se calcula la producción de energía en el segundo intervalo para cada grupo de rectas o rayos $E_2^{(Z_1^2)} = f(Z_1)$ para $Z_2^1 = \text{const}$, etc. Sumamos $E_1 + E_2^{(Z_1^2)} = f(Z_1)$ y encontramos Z_1^{OPTIMO} para la cual $E_1 + E_2^{(Z_1^2)} = \max$. (Figura 3.42, c). Repitiendo operaciones análogas para $E_1 + E_2^{(Z_1^2)}$ obtenemos $Z_1^{\text{OPTIMO}} f(Z_2)$ y la función de la máxima producción de energía en los primeros dos intervalos $E_{1,2} = f(Z_2)$.

Tercera etapa

En el tercer intervalo de tiempo cada nivel $Z_3^1, Z_3^2, Z_3^3, \dots$, se une consecutivamente con todos los puntos del segundo intervalo $Z_2^1, Z_2^2, Z_2^3, \dots$, en resultado de lo cual obtenemos $E_3^{(Z_2^1)}, E_3^{(Z_2^2)}, \dots$, para obtener como resultado:

$$\begin{aligned} E_{1,2} + E_3^{(Z_2^1)} &= f(Z_2) \\ E_{1,2} + E_3^{(Z_2^2)} &= f(Z_2) \\ &\dots\dots\dots \end{aligned}$$

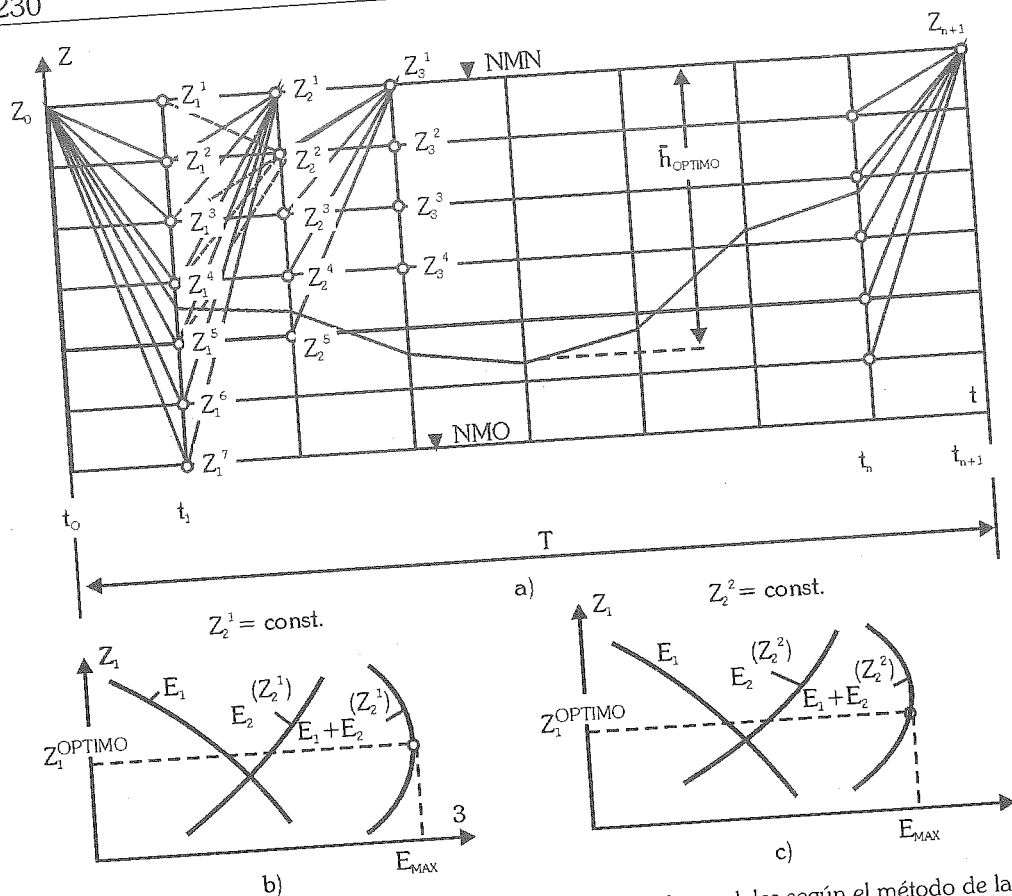


Figura 3.42 Esquema de cálculo en la regulación óptima de caudales según el método de la programación dinámica.

A partir de lo cual se encuentra $Z_{2\text{OPTIMO}}$. Como resultado de los cálculos para la tercera etapa tendremos $Z_{2\text{OPTIMO}} = f(Z_3)$ y $E_{1,2,3} = f(Z_3)$. Continuando con operaciones análogas llegamos a la cota o nivel dado $Z_{n+1} = \text{NMN}$. En el último intervalo de tiempo se debe determinar solamente el valor $Z_{n\text{OPTIMO}}$.
Teniendo el siguiente grupo de las ecuaciones:

$$\begin{aligned} Z_{1\text{OPTIMO}} &= f(Z_2) \\ Z_{2\text{OPTIMO}} &= f(Z_3) \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$\dots\dots\dots Z_{n-1\text{OPTIMO}} = f(Z_n)$$

y conociendo para el último intervalo de tiempo $Z_{n\text{OPTIMO}}$, encontramos los valores $Z_{n-1\text{OPTIMO}}, Z_{n-2\text{OPTIMO}}, \dots, Z_{2\text{OPTIMO}}, Z_{1\text{OPTIMO}}$, del sistema de ecuaciones (3.39).
Con los valores de estos niveles se traza el gráfico del régimen óptimo de operación del embalse para el período T que corresponde a la máxima producción de energía en la central (Figura 3.42 a.). Así se resuelve el problema de

determinar el valor óptimo del desembalse para un hidrograma de caudales dado $Q = f(t)$.

Utilizando el método de la programación dinámica con ayuda de computadores se puede optimizar la operación de una cascada completa. En calidad de ejemplo, en la (Figura 3.43) se muestran los regímenes óptimos de operación de dos embalses para obtener la máxima producción de energía en las centrales. El primer embalse con buen grado de regulación (coeficiente de capacidad $\beta = 0,40$) se desembalsa en forma relativamente uniforme desde el principio del invierno (Figura 3.43a.). El segundo embalse con regulación anual ($\beta = 0,13$) en la variación de escurrimiento prácticamente no se desembalsa en la primera parte del verano con el fin de conservar la máxima caída en la central (Figura 3.43, b). El desembalse intenso se inicia tres meses antes de iniciarse la creciente y durante este tiempo se utiliza toda la capacidad del embalse.

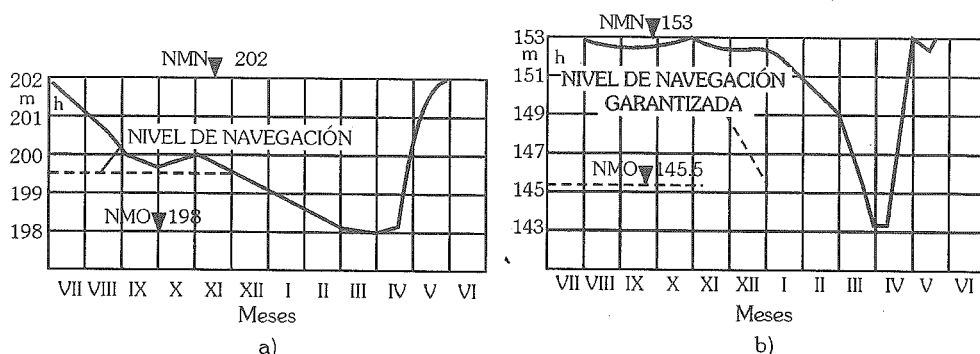


Figura 3.43 Regímenes óptimos de la operación de embalses de centrales hidroeléctricas.

a) Para un embalse con $\beta = 0,40$

b) Para un embalse con $\beta = 0,13$

3.10 SECUENCIA DE CÁLCULO EN LOS ESTUDIOS DE GENERACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Dentro del diseño de centrales hidroeléctricas, los estudios de generación constituyen un capítulo esencial y determinante y en los informes son materia de un anexo especial; cuyos datos y resultados son utilizados en la selección del equipo de generación, en los cálculos de otras centrales del sistema interconectado y en el dimensionamiento de las obras principales.

Los estudios de generación pueden seguir diferentes orientaciones en función de las características propias de la central en estudio y del sistema regional dentro del cual va a operar. Por ejemplo, puede ser que en un determinado proyecto, la cota del nivel máximo normal esté controlada por la presencia de una población que no se desea reubicar, lo cual hace innecesaria la optimización de este nivel. Además, la central puede operar con una regulación anual, multianual o a filo de agua, lo cual produce una variación en la misma metodología de los

cálculos de regulación. Sin embargo, estas modificaciones no son sustanciales y, en general se puede decir que la secuencia de cálculo es invariable. En lo que sigue, se presenta la secuencia de cálculo de los estudios de generación correspondientes a una regulación anual total o parcial que es, en realidad, la que se presenta con más frecuencia en la práctica.

3.10.1 Datos de partida

A continuación se exponen en forma concreta los datos de entrada que deben estar disponibles al iniciar los presentes cálculos:

1. Se debe disponer de una serie lo más extensa posible de caudales medios mensuales del río en el sitio de cierre, que permita construir el hidrograma de estos caudales, correspondiente al mayor número de años. Un ejemplo de esos hidrogramas se muestra en la (Figura 3.1).

2. Es indispensable contar con el valor del volumen de sedimentos que se pueden depositar en el embalse durante la vida útil de diseño del proyecto, que generalmente varía entre 50 y 75 años. Este volumen determina el nivel de sedimentos que en muchos casos controla el nivel mínimo de operación del embalse. En ausencia de este volumen, se debe disponer de los datos sobre las cargas de sedimentos, tanto en suspensión como de arrastre (o de fondo). Estos datos pueden estar expresados como una relación funcional entre el caudal líquido y el caudal sólido, de la forma $Q_s = a (Q_l)^b$, en donde a y b son constantes de la función exponencial Q_s y Q_l son los caudales sólido y líquido correspondientes. Es posible también contar con datos sobre concentración de sedimentos en kg/m^3 de mezcla o de transporte en m^3 de sólidos por m^3 de mezcla o de agua. Además, es necesario tener la granulometría de los sedimentos, sus propiedades geomecánicas, etc.

3. En los cálculos, se debe conocer la curva de calibración de los caudales en el sitio de entrega del agua turbinada (zona de aguas abajo). Si no se dispone de la curva, se deben tener los resultados de los aforos realizados en el sitio para tal fin. Si no existen datos de aforos, se debe recomendar realizarlos durante los estudios y si se necesita la curva antes de realizarlos, se puede construir considerando un flujo informe en el sitio de interés y utilizando la ecuación de Chezy con el coeficiente de Marnning, para lo cual, se debe evaluar la rugosidad y determinar en campo los demás factores geométricos.

4. Es obvio que las curvas de volumen-profundidad y área-profundidad son un dato de partida indispensable. Estas dos curvas constituyen las llamadas curvas topográficas. Si no se tienen, es fácil construirlas a partir de los planos topográficos de la zona del embalse, a una escala adecuada y mediante una sencilla labor de planimetría y cálculo de área y volúmenes a diferentes cotas (también se denominan curvas de capacidad de embalse).

5. Son importantes los valores en m^3/s o en l/s de los caudales correspondientes a las demandas de agua por parte de usuarios y/o consumidores no energéticos, tales como acueductos, distritos de riego, navegación, industria, etc. Esto corresponde al uso múltiple de los embalses y ríos. Además, se debe

conocer el valor de los caudales mínimos o caudales sanitarios que se deben garantizar permanentemente en la zona de aguas abajo de la presa y que son determinados, preliminarmente, en los estudios socio-económicos, ecológicos, agrológicos, etc. Estos producen una regulación diaria restringida.

6. Las pérdidas de agua del embalse por evaporación varían de mes a mes y sus valores en mm o en l/s, se deben conocer antes de realizar los cálculos de generación. Si estos valores no se tienen, se deben conocer por lo menos los datos de evaporímetros instalados en zonas aledañas o disponer de relaciones empíricas que permiten determinar en forma aproximada estos valores.

7. De la misma forma, se debe contar con el valor de la pérdida de agua del embalse por infiltraciones, en m^3/s o l/s. En ausencia de estos datos, que también varían, especialmente en función del nivel de agua en el embalse en un determinado momento, es necesario conocer las características de permeabilidad del vaso y de los materiales de la fundación de la presa y de la misma presa, si ésta es de tierra o enrocado. Con estos datos y las características de permeabilidad de los suelos, es posible calcular el caudal de infiltración utilizando una solución particular de la ecuación de Dupuit o cualquier otra metodología apropiada. En este caso los datos de los infiltrómetros pueden jugar un papel secundario.

8. Como se mencionó anteriormente, la determinación de las características de generación y especialmente, de la potencia instalada, parte del gráfico de carga diaria del sistema en el cual va a operar la central en estudio. Por lo tanto, se debe disponer de este gráfico, que no es difícil de obtener ya que por lo general hace parte de los informes anuales de entidades tan conocidas como ISA.

En este punto, es pertinente resaltar que en la práctica de diseño colombiana, este gráfico es muy poco usado por las firmas consultoras, aunque se tiene en cuenta en los estudios de simulación del sistema eléctrico efectuado por las grandes firmas electrificadoras y entidades del sector, como las anteriormente mencionadas. Usualmente, las firmas consultoras manejan el concepto de factor de planta y realizan estudios para unos tres valores de este factor que generalmente son de 0,5, 0,4 y 0,6 para que el valor final de diseño sea seleccionado por la entidad dueña del proyecto, con participación eventual de la firma que realiza el estudio; que sin embargo, no se detiene en los detalles de la curva de carga diaria por obvias razones, ya que para realizar esta actividad se requiere conocer el sistema eléctrico en su totalidad, lo cual es dado sólo a las grandes entidades como ISA o similares. En el presente texto se considera la curva de carga diaria y su influencia por razones de claridad en el entendimiento de los procesos de generación, de las razones por las cuales se escoge un determinado valor de la potencia instalada y del mismo factor de planta que está íntimamente relacionado con el factor de carga, el cual es un dato propio de la curva de carga diaria. Además, para fines didácticos es lo más conducente, de acuerdo con la opinión del autor.

Es de anotar que el gráfico de carga diaria disponible en cualquier caso, pertenece a épocas pasadas y en el mejor de los casos, el correspondiente al año anterior al estudio. Sin embargo, la central que se está diseñando entrará a operar unos años después y por lo tanto ese gráfico se deberá proyectar a unos 10 o 15 años adelante.

9. Es apenas lógico que en el momento de realizar los estudios de generación ya se han adelantado en un gran porcentaje los esquemas generales de todas las obras, incluyendo la presa, el vertedero, la captación, la construcción, la ubicación de la casa de máquinas, almenaras o tanques de carga, conductos de presión, etc. Todos estos esquemas, en planta y en perfil, deben ser conocidos en el momento de realizar los cálculos de generación.

10. Además de lo anterior, se requiere tener el conocimiento o los medios para calcular las longitudes y dimensiones de las conducciones, los volúmenes y cantidades de obra de las estructuras y los costos unitarios o los costos índice de todas sus partes.

3.10.2 Secuencia de cálculo

En los estudios de generación se sugiere seguir la siguiente secuencia de cálculo, correspondiente a una regulación anual total o parcial, que, por lo demás, es la más frecuentemente utilizada:

1. La primera actividad importante y decisiva en todos los análisis posteriores es, la determinación del nivel máximo normal del embalse después de un proceso de optimización de todos los factores y parámetros que influyen en su selección o que varían simultáneamente con él.

Además de lo expuesto en el parágrafo correspondiente, se recomienda tener en cuenta los siguientes factores:

- La cota del nivel máximo normal determina directamente la altura de la presa, considerando la lámina de agua durante la creciente de diseño y el borde libre por concepto de oleaje. Esto quiere decir que se deben analizar diferentes alturas de presa, estimando como mínimo, los costos y la producción de energía media y firme en cada caso y evaluando los correspondientes beneficios netos anuales, utilizando, por ejemplo, la siguiente ecuación:

$$BN = PEF \times EF + PES \times ES - C$$

Donde:

- BN beneficio neto anual, \$/año.
- PEF precio de la energía firme, \$/Kwh.
- PES precio de energía secundaria, \$/Kwh.
- EF energía firme anual, Kwh/año.
- ES energía secundaria anual, Kwh/año.
- C costo anual de la presa, \$/año.

Se puede adoptar el criterio de que la altura óptima de la presa correspondiente al nivel máximo normal óptimo por parte de la presa, será aquella que produzca el valor máximo del beneficio neto anual. Los costos de las presas se determinan de acuerdo a diferentes criterios y metodologías en función, principalmente, de la etapa de estudio, que puede ser prefactibilidad, factibilidad, diseño, etc. Es común calcular el costo anual con una tasa anual de interés del 12.5% y una vida útil de las obras entre 50 y 75 años.

Para la estimación de los precios de energía, dado que en el país no existe una estructura diferencial de las tarifas de energía firme y secundaria, se deben establecer criterios, uno de los cuales se presenta a continuación y que puede ser adoptado, a falta de guías convenientemente fundamentadas:

a. Se asume como válida la siguiente distribución de los probables ingresos provenientes de la venta de energía para un proyecto específico:

$$PEM \times EM = PEF \times EF + PES \times ES$$

En donde EM y PEM corresponden a la cantidad anual de energía media anual producida y su correspondiente precio. Los demás parámetros ya fueron definidos. Es decir, se asume que en el caso de establecer una estructura diferencial de tarifas con el fin de valorar los proyectos de regulación en comparación con los de filo de agua, debe cumplirse dicha distribución. Dado que la energía secundaria es la diferencia entre la energía media y la energía firme, se deduce como válida la ecuación:

$$PEF = PES + (PEM - PES) \frac{EM}{EF}$$

b. El precio de la energía secundaria se puede suponer como el correspondiente al costo de producción de energía media de los proyectos a filo de agua. Puesto que dichos proyectos son en la actualidad relativamente escasos, no hay una base real para estimar su costo. Es razonable asumir como precio de la energía secundaria, el 60% del precio de energía media, teniendo en cuenta que en los proyectos actuales de regulación, las presas representan en promedio aproximadamente el 40% del costo total (las presas son las que crean embalses que posibilitan la regulación).

c. La regulación de energía firme media (EF/EM) se puede valorar en un 65%, equivalente al promedio de regulación de los embalses construidos en el país y/o planeados hasta el año en que se realizó.

De tales consideraciones y de la ecuación anteriormente deducida, se hallan las siguientes relaciones para los precios de energía firme y secundaria, en función del precio de energía media:

$$PES = 0,6 PEM$$

$$PEF = 1,22 PEM$$

El precio de energía media se puede estimar teniendo en cuenta, por una parte, que el precio promedio de venta de energía de todas las empresas de energía eléctrica del país, a diciembre de 2000 (por ejemplo), fue de \$120 o de una cantidad similar. *por kW/hora*

- Es bueno tener en cuenta que el nivel máximo normal determina:
 - Los parámetros de todas las obras.
 - Las áreas inundadas.
 - El volumen del embalse.
 - El valor de la caída.
 - La potencia instalada.
 - La producción de energía.
 - El porcentaje de regulación del embalse.
 - Los parámetros de las centrales aguas arriba y abajo, etc.
- Tal como se muestra en la (Figura 3.44), al aumentar la cota del nivel máximo normal, también crecen la potencia instalada y la producción de energía, pero por encima de cierta cota sus incrementos se empiezan a amortiguar lentamente. Esto se explica así:

a. El incremento de los caudales durante todo el verano (que influyen en la parte confiable de la potencia instalada), se amortigua al aumentar la regulación de invierno, al aumentar el N.M.N. y el volumen del embalse. Esto se debe al pico del hidrograma de la creciente y la intensificación del período de regulación (t) (Figura 3.44).

b. Los vertimientos al aumentar la cota del N.M.N. tienden a cero.

c. Al aumentar el N.M.N. la caída media anual en términos de la caída máxima disminuye debido al desembalse y al aumento de los caudales en la zona de aguas abajo.

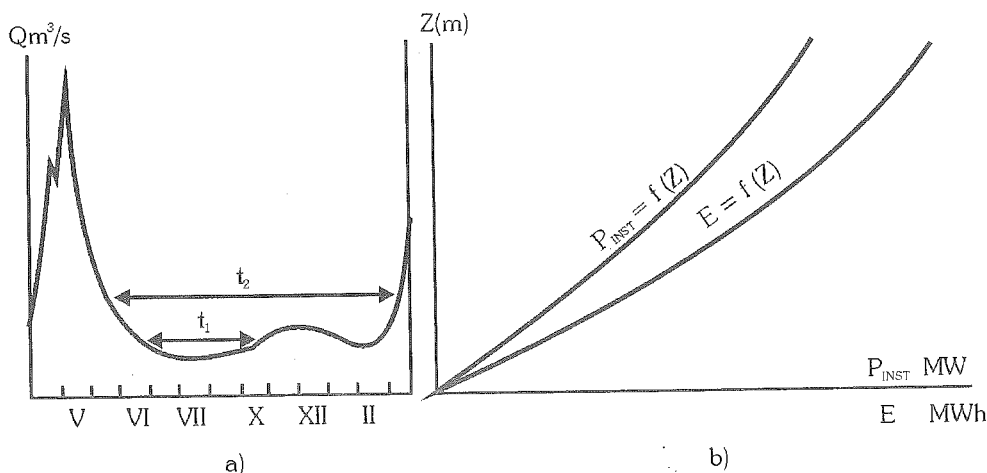


Figura 3.44 Potencia instalada P y producción anual de energía E en función del nivel máximo normal del embalse Z .

- a) Esquema del hidrograma de los caudales regulados
 b) Esquema de la curva $P = f(Z)$ y $E = f(Z)$.

Todos los factores arriba mencionados se deben analizar por separado y en conjunto y a partir de una cota determinada del N.N.M., se deben estimar los costos marginales hasta cierta cota superior para compararlos con los índices promedios, en un determinado momento.

- Dado lo complejo del problema, es habitual presentar unas tres alternativas con diferentes cotas del N.M.N. para seleccionar la más conveniente en estudios posteriores, después de una correspondiente maduración de todos los factores.

- Obviamente, en todos los casos se deben considerar los factores y restricciones de carácter técnico, tales como las alturas de las presas, las condiciones geológicas e hidrogeológicas, las características topográficas, la presencia de poblaciones, la desestabilización de laderas, la interrupción de vías de comunicación, etc.

2. En segundo lugar, y partiendo de un determinado valor del N.M.N. se debe determinar el valor del desembalse óptimo, teniendo en cuenta las consideraciones presentadas en el párrafo correspondiente a este tema. Además, parecen pertinentes las siguientes observaciones:

- En los proyectos en los cuales la mayor parte de la caída es creada por una conducción larga, es posible que las variaciones de desembalse no afecten considerablemente la caída total y demás parámetros y por lo tanto, puede pensarse en definir el desembalse a partir del volumen de sedimentos en un período comprendido entre 50 y 75 años, teniendo en cuenta los niveles requeridos para captación.

- En los proyectos pie de presa o de conducción corta, la caída media y demás parámetros es afectada sustancialmente por el desembalse y por lo tanto se deben estimar las variaciones de producción de energía media y firme para diferentes desembalses, lo mismo que sus correspondientes porcentajes de regulación, potencias instaladas y potencias confiables, seleccionando el desembalse que produzca el máximo valor de estos parámetros, especialmente el de la producción de energía, pero teniendo en cuenta que el volumen muerto resulte suficiente para almacenar las cantidades de sedimentos previstas. Además, se debe garantizar que la variación de las caídas (máxima y mínima) estén dentro de los rangos permitidos por la buena operación de las turbinas y generadores seleccionados o previstos.

3. Como consecuencia de la selección del valor del desembalse, se determina la cota del nivel mínimo de operación, siempre teniendo en cuenta que el volumen muerto sea suficiente para alojar los sólidos que se van a sedimentar durante la vida útil del proyecto. La determinación del N.M.N se explicó en el párrafo dedicado a los embalses.

4. Conociendo las cotas del nivel máximo normal y del nivel mínimo de operación, es fácil calcular el valor del volumen útil utilizando la curva volumen-profundidad del embalse. Si se requiere, también se puede conocer de la misma manera el valor del volumen muerto.

5. Con la serie de caudales, se construye el hidrograma de caudales medios mensuales del río en el sitio de cierre.

6. Con el fin de realizar los cálculos de regulación anual, se selecciona el año más seco, especialmente en sus veranos, o una serie de tres años que incluya el año seco, o se utiliza toda la serie de años disponibles. Es también posible generar series de muchos años en forma estocástica o por el método de Monte Carlo, pensando que así se podrán analizar más posibilidades de variación de los parámetros hidrológicos del río y predecir, en mejor forma, su posible comportamiento en el futuro. Esta decisión se toma de acuerdo con las necesidades específicas de cada etapa de estudio. Estas series generadas artificialmente pueden cubrir hasta uno 2.000 años, usualmente.

7. Se calculan las pérdidas de agua del embalse por evaporación y se expresan en m^3/s . No se debe olvidar que estas pérdidas varían de mes a mes, lo cual requiere de cálculos individuales.

8. Se calculan o se estiman las pérdidas de agua del embalse por infiltraciones y se expresan en m^3/s . Estos valores también varían en función de la cota del nivel del embalse, específicamente.

9. Del hidrograma de caudales medios mensuales del río, construido en el numeral 5, se restan las pérdidas de agua por evaporación y por infiltración, obteniendo un hidrograma muy similar, de caudales disponibles y que es realmente el que servirá de base para construir la curva diferencial de masas.

10. Se construye la curva diferencial de masas a partir del hidrograma correspondiente al numeral anterior. Es importante tener en cuenta que el caudal que se le resta a todos los caudales, es precisamente el caudal medio del río durante el período considerado. La curva diferencial de masas tendrá la misma longitud que el hidrograma seleccionado, es decir, un año, tres años, todos los años de la serie, etc.

11. Se construye una segunda curva diferencial de masas, paralela a la anterior (idéntica) pero a una distancia vertical de la primera, igual al valor del volumen útil, determinado en el numeral 4.

12. Se construye la curva de los caudales regulados, llamada también curva de consumo o de demanda. Esta curva se construye de acuerdo al método de la "cuerda tirante" o siguiendo las reglas y recomendaciones ya explicadas, buscando la máxima producción de energía durante la operación del embalse. Incluso, se pueden trazar diferentes líneas de regulación y comparar sus efectos por concepto de generación.

13. A los caudales regulados, se debe restar, mes por mes, los correspondientes a las demandas de usuarios y/o consumidores no energéticos (acueductos, riegos, etc.) ya que estos caudales no se turbinan y no participan en la generación de energía, pero sí participan en el volumen útil y en los niveles del embalse. En este sentido, se debe establecer una diferencia entre los caudales regulados y los caudales turbinados. Los turbinados son iguales a los regulados menos los extraídos para otras necesidades. Sin embargo, por costumbre, se

llaman con frecuencia caudales regulados a los turbinados, ya que son éstos los que realmente interesan en los propósitos de generación.

14. Se determina el tipo de regulación que permite realizar el embalse con el volumen útil del numeral 4, utilizando el concepto de coeficiente de capacidad del embalse β o comparando el mínimo caudal regulado (turbinado) con el caudal medio. Si el caudal regulado es constante durante todo el período analizado e igual al medio, se tendrá una regulación anual parcial. El concepto de coeficiente de capacidad del embalse también se puede utilizar para establecer si se trata de un proyecto a filo de agua o no. En este punto, también se puede calcular el porcentaje de regulación del embalse, como la relación entre el mínimo caudal regulado y el caudal medio del río.

15. Se calculan las variaciones del volumen útil con el tiempo y se grafican abajo de la curva de masas. Los volúmenes útiles o fracciones de este volumen cada mes se leen directamente en las curvas diferenciales de masas, teniendo en cuenta la ubicación de la curva de regulación. No se debe olvidar que el volumen, al iniciar el primer mes del período analizado, debe ser igual al volumen al finalizar el último mes de este período, es decir: el volumen debe ser igual al iniciar y al finalizar el ciclo en estudio. Lo habitual es comenzar el ciclo al inicio de invierno, con el embalse vacío (al nivel mínimo de operación) y por lo tanto el embalse se debe entregar también vacío al finalizar el ciclo. Esto se debe tener en cuenta al trazar la línea de regulación.

16. A partir de las variaciones del volumen graficadas en el numeral anterior, se determinan las variaciones de la cota del agua en el embalse, utilizando la curva volumen-profundidad ya conocida. Estas variaciones se grafican bajo las variaciones de los volúmenes.

17. Siguiendo la misma secuencia, se grafican las variaciones del nivel aguas abajo a partir de los caudales turbinados sumados a los vertimientos y utilizando la curva de calibración.

18. Mes por mes se toma el nivel en el embalse y se le resta el nivel aguas abajo, para obtener el valor de la caída bruta en cada caso. Estos valores también se grafican siguiendo la misma secuencia.

19. Para cada mes se calculan las pérdidas de carga considerando el caudal turbinado de cada mes y las dimensiones de la captación y las conducciones calculadas de acuerdo con la regulación anual.

Estas pérdidas se restan a las caídas brutas obtenidas en el numeral anterior y así se determinan las caídas netas, que también se grafican siguiendo la misma secuencia anterior.

20. También, mes por mes, se calcula el valor de la potencia de la central por medio de la fórmula (3.12) usando los caudales turbinados y las caídas netas correspondientes a cada mes. Las eficiencias se toman de los gráficos de las (Figuras 3.18a) o (3.18b). Dependiendo de si se trata de unidades grandes o pequeñas. Siguiendo la misma secuencia, estas potencias también se grafican con respecto al tiempo. η_c se toma constante = 0,96.

21. Para cada mes se calcula la producción de energía media multiplicando la potencia respectiva por las horas del mes (720 horas). La energía media anual se obtiene sumando la energía de todos los doce meses.

22. Los valores mensuales (medios) de las potencias calculadas en el numeral 20, se ordenan en forma descendente y para cada uno de ellos se calcula el nivel de probabilidad de ser igualado o excedido. Con estos datos se construye la curva de duración de las potencias medias de la central.

23. Se considera que en este punto se termina el proceso de simulación de la operación de la central con un determinado embalse o cálculo de regulación, que permite determinar la capacidad de regulación del embalse con el volumen útil y el nivel de desembalse seleccionados. Además, se conoce la producción de energía por parte de la central, o por lo menos, sus posibilidades, lo mismo que la variación de las potencias medias, etc.

Además de graficar estos parámetros tal como se muestra, por ejemplo, en la (Figura 3.16), se recomienda tabularlos en forma ordenada y sistemática, de acuerdo con la secuencia mostrada en el (cuadro 3.3).

24. Con ayuda de la curva de duración de las potencias, se determina el valor de la potencia continua P_{CONT} , cuyo nivel de probabilidad de ser igualada o excedida está entre el 80 y el 95% y cuyo valor final es una decisión que toma una electrificadora, considerando la hidrología del país y las características del sistema eléctrico. Estas entidades recomiendan con frecuencia el 90%.

25. Se construye la curva de energía a partir del gráfico de carga diaria del sistema eléctrico interconectado, proyectada, unos 10 o 15 años adelante.

26. Se calcula la energía continua diaria de la central como:

$$E_{\text{CONT}} = P_{\text{CONT}} \times 24 \text{ (kWh)}$$

27. En este punto se determina uno de los parámetros más importantes de una central hidroeléctrica, representado por el valor de la potencia instalada de la central. Este parámetro está influenciado por muchos factores de carácter técnico y económico y a su vez, influye notablemente en las características de la central y en la operación de las demás centrales instaladas en el sistema. En su selección se refleja lo que se denomina como criterios de instalación, que involucran un exhaustivo análisis de todos estos factores.

Sin olvidar las implicaciones y la necesidad de los criterios de instalación y su análisis de optimización, en general, se pueden seguir dos secuencias de cálculo de la potencia instalada. Una cuando se tiene regulación diaria sin restricciones y la otra, cuando la regulación diaria se presenta con restricciones (ver regulación diaria de una CHE).

En el primer caso se puede seguir el siguiente orden:

a. Utilizando la curva de energía y el gráfico de carga diaria del sistema, se ubica la energía continua diaria de la central en la primera curva, tal como se explica en el párrafo correspondiente a esta regulación y en el gráfico de car-

ga diaria se lee el valor de la potencia confiable, que es una componente importante a la potencia instalada total.

b. Se calcula el valor de la potencia complementaria siguiendo las recomendaciones ya indicadas al respecto.

c. Se determina la potencia de reserva, según las recomendaciones realizadas cuando se habló del tema.

d. Se calcula el valor de la potencia instalada sumando la potencia confiable, la complementaria y la de reserva.

Cuando se tiene una regulación diaria con restricciones, esto es debido a la necesidad de turbinar permanentemente un caudal mínimo, llamado caudal sanitario, necesario para abastecer de agua a la población ubicada aguas abajo de la presa y para mantener un nivel mínimo en el río en esa zona. En ese caso el orden de los cálculos es el siguiente:

- Se determina la potencia confiable, tal como se explicó en el párrafo dedicado a la regulación diaria restringida.
- Se calcula la potencia complementaria.
- Se calcula la potencia de reserva.
- La potencia instalada se obtiene sumando las potencias confiable, complementaria y de reserva.

28. Se considera que teniendo el valor de la potencia instalada, que es la parte fundamental de una central hidroeléctrica, los estudios de generación quedan terminados. Sólo resta calcular los principales índices y parámetros energéticos y de regulación que definen a la central en estudio, que la diferencian de las demás y que permiten compararla con las otras centrales, lo mismo que realizar análisis de tipo técnico de generación.

29. Se calcula el valor de la caída de diseño a partir del nivel nominal de operación, siguiendo las recomendaciones dadas en el capítulo sobre embalses, para determinar ese nivel.

30. Por último, se calcula el valor del caudal de diseño, despejándolo de la fórmula para calcular la potencia instalada:

$$P_{\text{ISNT}} = 9,81 Q_{\text{DIS}} H_{\text{DIS}} \eta_T \eta_G \quad (\text{kW}) \quad (3.40)$$

Despejando el valor del caudal, se tiene

$$Q_{\text{DIS}} = \frac{P_{\text{INST}}}{9,81 * H_{\text{DIS}} \eta_T \eta_G} \quad \text{m}^3/\text{s} \quad (3.41)$$

Donde:

Q_{DIS} es el caudal de diseño de la central m^3/s .

H_{DIS} es la caída de diseño, calculada a partir del nivel nominal de operación.

$\eta_T \eta_G$ son los valores máximos de las eficiencias de la turbina y el generador, tomados de las (Figuras 3.18a) y (3.18b) o de acuerdo con los rangos mostrados en el presente texto. La eficiencia del generador se toma constante.

Conociendo el valor del caudal de diseño, se pueden calcular y dimensionar la captación, las conducciones, los conductos de carga, los conductos de fuga o de evacuación, los tanques de carga o almenaras, etc.

Con este valor y con el de las diferentes caídas (de diseño, mínima, máxima, etc.) se puede también seleccionar el equipo de generación, realizar su dimensionamiento y determinar todos sus parámetros y características.

Todos estos temas se analizarán en lo que sigue.

Es importante tener en cuenta que aquí la determinación de la potencia instalada se realizó de acuerdo con las características de la demanda, reflejadas en el gráfico de carga diaria del sistema y considerando las necesidades de instalar potencias de reserva por diferentes conceptos. Este es un buen método de realizar los cálculos y estudios de generación. Sin embargo, es fundamental tener presente que, por razones especiales de metodología, en muchos casos es necesario determinar el valor de la potencia instalada, de tal manera que se tenga en la central un factor de planta con un valor preestablecido y que generalmente está entre 0,4, 0,5 o 0,6. En ese caso, al terminar los presentes cálculos, se determina inmediatamente el factor de planta y si no coincide con el requerido, se varía el valor del caudal de diseño y por lo tanto, el de la potencia instalada, usando la siguiente fórmula aproximada:

$$\begin{aligned}
 \text{F.P.} &= \frac{E}{E_{\text{PINST}}} \approx \frac{\bar{P}}{P_{\text{ISNT}}} \approx \frac{9,81 \bar{Q}_{\text{RÍO}} H_{\text{DIS}} \eta_T \eta_G}{9,81 Q_{\text{DIS}} H_{\text{DIS}} \eta_T \eta_G} = \frac{\bar{Q}_{\text{RÍO}}}{Q_{\text{DIS}}} \\
 \Rightarrow Q_{\text{DIS}} &= \frac{\bar{Q}_{\text{RÍO}}}{\text{F.P.}} \quad (3.42)
 \end{aligned}$$

Donde:

F.P. es el factor de planta.

E es el valor de la energía generada durante un año. Si se está simulando la operación de varios años, se toma el valor de la energía media anual.

$\bar{E}_{\text{PINST}}$ es la energía anual que se producirá operando la central todo el año con la potencia instalada.

$\bar{P}$ es el valor medio de la potencia.

P_{ISNT} es el valor de la potencia instalada.

$Q_{\text{RÍO}}$ es el promedio de los caudales del río o caudal medio multianual.

Q_{DIS} es el caudal de diseño

H_{DIS} es la caída de diseño de la central

$\eta_T \eta_G$ son las eficiencias de la turbina y el generador.

Este valor del caudal de diseño se utiliza para calcular la potencia instalada por medio de la fórmula (3.40)

$$P_{\text{ISNT}} = 9,81 Q_{\text{DIS}} H_{\text{DIS}} \eta_T \eta_G \quad (\text{kW})$$

Esta operación se repite cuando el valor del factor de planta calculado coincide con el valor conocido de antemano.

Ejemplo 3.1

Realizar los estudios de generación correspondientes al proyecto Betania.

Solución:

En la solución del presente ejemplo se seguirá la secuencia presentada anteriormente.

Datos de partida:

1. La serie de caudales medios mensuales en el sitio de presa se obtuvo por medio de la correlación de los caudales en tres estaciones hidrométricas cercanas: la de Puente Santander, la de Momico y la Tarabita del río Yaguará.

La estación en Puente Santander, por la extensión y calidad de su registro, así como por estar situada relativamente cerca del sitio de presa (aproximadamente 39 km aguas abajo), se seleccionó y utilizó como estación piloto para los estudios hidrológicos del proyecto, representada por una serie de caudales de septiembre de 1960 a noviembre de 1973.

La estación Puente Momico está localizada en el puente sobre el río Magdalena de la carretera el Hobo – Yaguará, 19 Km aguas arriba del sitio de presa. Para este sitio se obtuvo una serie de caudales medios mensuales de septiembre de 1971 a noviembre de 1973.

La Tarabita sobre el río Yaguará dispuso de una serie de caudales de agosto de 1973 a julio de 1974. El río Yaguará es un afluente relativamente pequeño del río Magdalena. Sin embargo, en la parte baja de su valle, se forma el segundo ramal del embalse; por lo tanto, desde la iniciación de los estudios se vio la necesidad de disponer de algún tipo de información sobre sus caudales y sobre su acarreo de sedimentos.

Finalmente, al correlacionar los datos de las tres estaciones mencionadas, se obtuvo la serie de caudales medios mensuales del río Magdalena en el sitio de presa para un período de 14 años, de 1960 a 1973, la cual se muestra en el cuadro 3.4. Todos estos datos y los que posteriormente se analizarán en este ejemplo, corresponden a los estudios de factibilidad del proyecto Betania, ejecutado por el Consorcio SEDIC-HARZA y terminado en febrero de 1976.

Con la serie de caudales medios diarios se construyó la curva de duración de estos caudales que se muestra en la (Figura 3.45).

2. A partir de los aforos simultáneos de caudal líquido y cantidad de sedimentos, se construyeron las curvas caudal líquido – caudal sólido para las estaciones Puente Mómico en el río Magdalena y la Tarabita en el río Yaguará. Estas curvas se muestran en las (Figuras 3.46 y 3.47). En las ordenadas aparecen los caudales en forma adimensional y en las abscisas la concentración de los sedimentos en suspensión, expresadas en partes por millón. Se estimó que la carga de fondo es el 10% de la carga total.

Cuadro 3.4 Aprovechamiento del río Magdalena – Proyecto Betania
Caudales promedios mensuales (m³/s)
Estación: Sitio de presa
Río Magdalena

Años	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Total
1960									340	324	369	310	
1961	229	229	331	515	401	534	642	393	247	344	551	278	
1962	220	248	275	317	602	815	760	658	348	518	459	356	
1963	323	451	313	509	536	489	504	472	283	232	514	386	
1964	189	165	143	438	409	697	614	541	431	296	366	333	
1965	255	140	213	534	608	546	585	473	316	392	538	432	
1966	317	208	324	328	295	286	544	456	302	321	415	662	
1967	292	334	375	358	450	861	641	553	269	392	476	383	
1968	375	368	542	357	536	770	945	563	393	437	416	399	
1969	279	272	220	625	509	634	571	598	274	581	563	572	
1970	399	409	430	425	624	709	514	561	551	530	645	436	
1971	586	505	540	657	625	534	791	492	401	487	549	397	
1972	501	344	396	509	613	503	807	342	395	247	496	325	
1973	153	166	189	236	345	355	493	503	492	376	457		
Total	4118	3839	4291	5808	6553	7733	8411	6605	5042	5477	6814	5269	
Promedio	317	295	330	446	504	595	647	508	360	391	487	405	*442

* Promedio anual
Registro obtenido a partir del Puente Santander por medio de un factor de transferencia.

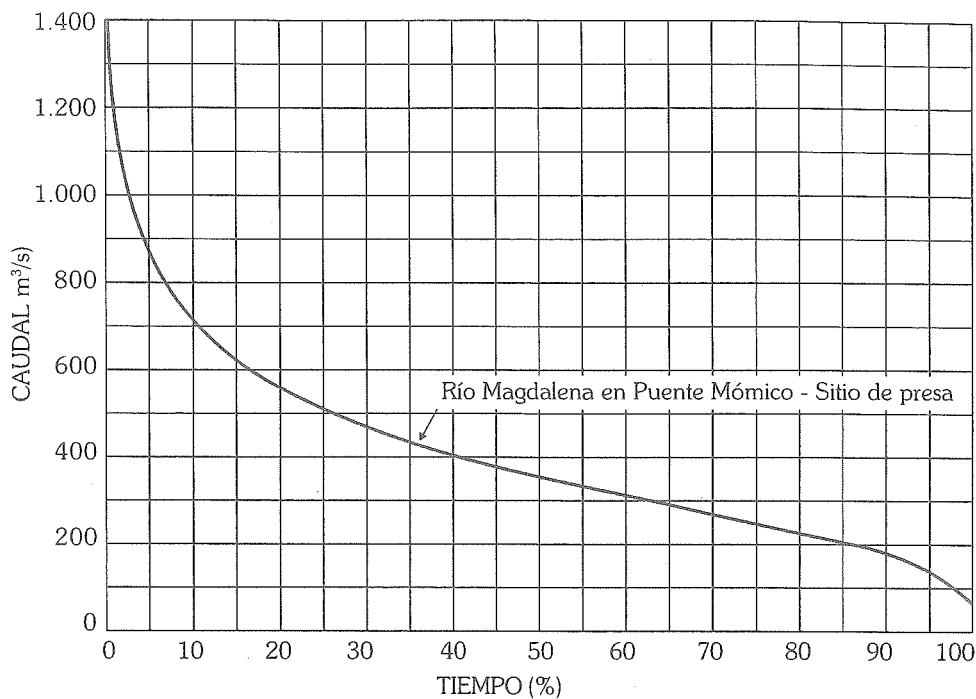


Figura 3.45 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto Betania
Curva de duración de caudales medios diarios

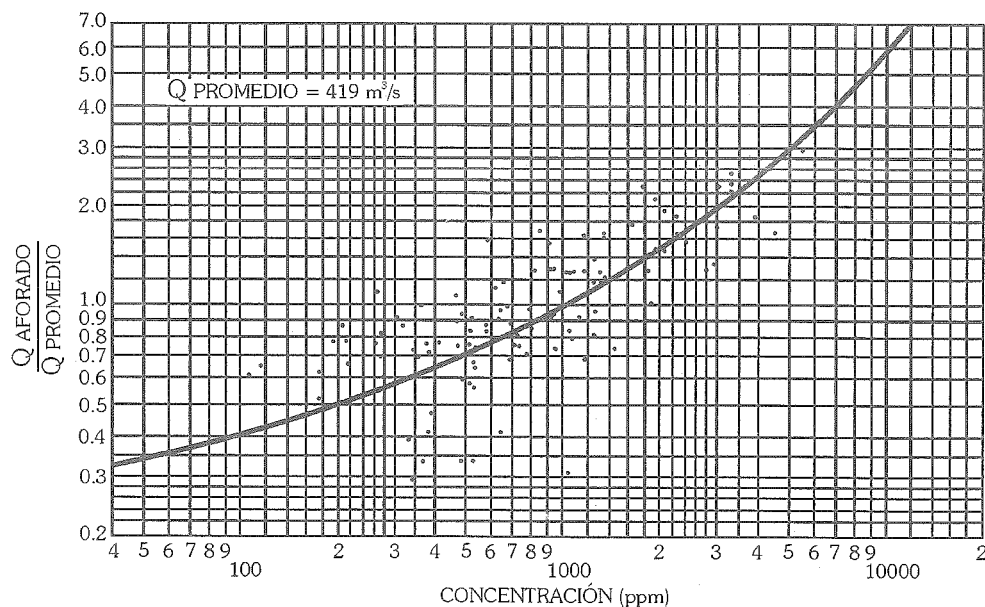


Figura 3.46 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto Betania
Curva de calibración de los sedimentos en suspensión
Río Magdalena en Puente Mómico

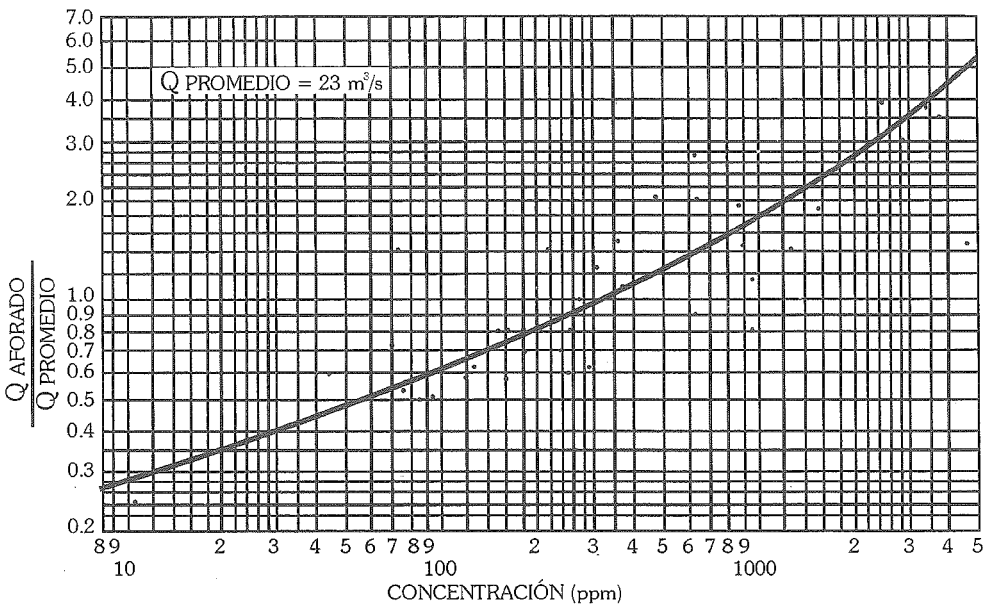


Figura 3.47 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto Betania
Curva de calibración de los sedimentos en suspensión
Río Yaguará en La Tarabita

3. Se cuenta con la curva de calibración del río en el sitio de entrega de los caudales turbinados, la cual se presenta en la (Figura 3.48).

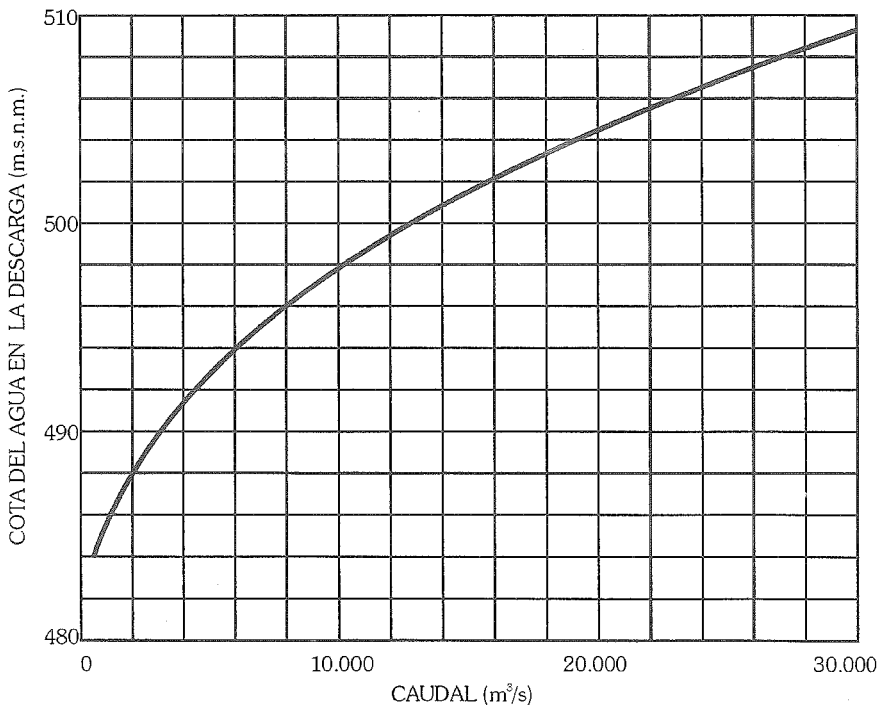


Figura 3.48 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto Betania
Curva de calibración de la descarga

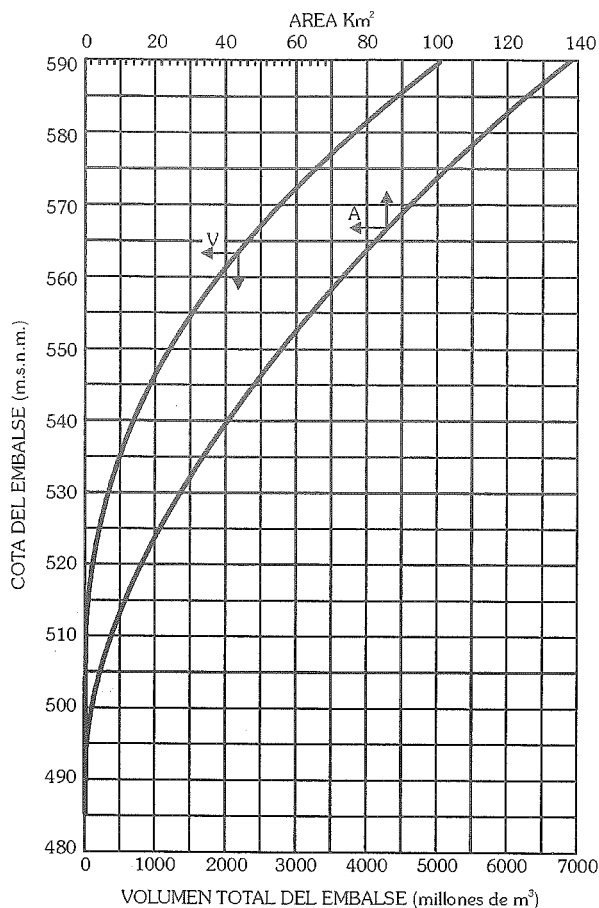


Figura 3.49 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto Betania
Características del embalse

4. Las curvas volumen – profundidad y área – profundidad del embalse (curvas de capacidad) se muestran en la (Figura 3.49). Estas curvas se construyeron a partir de los planos topográficos del área del vaso.

5. En el proyecto Betania no se consideraron caudales no energéticos, a pesar de que inicialmente se consideró la posibilidad de suministrar agua al distrito de riego Hobo – Campoalegre. Por motivos ecológicos se asigna un caudal mínimo como caudal sanitario. Debido a que la central se considera como pie de presa, se requiere hacer una regulación diaria con restricciones y por lo tanto, este caudal también se turbinará. En el sitio de presa, el caudal medio es de $442 \text{ m}^3/\text{s}$. En forma tentativa y a título de ejemplo, se asume que el caudal sanitario es el 10% del caudal medio, es decir, $Q_{\text{SAN}} = 44,20 \text{ m}^3/\text{s}$.

6. Se seleccionaron para los estudios de la evaporación del embalse, los registros de las estaciones El Juncal, La Granja de Neiva y la Vuelta. La evaporación promedio mensual de tanque en la zona, se obtuvo promediando los valores medios mensuales de las tres estaciones. Luego se calcularon los valores mensuales de la evaporación potencial del embalse proyectado, utilizando un factor de tanque de 0,75.

Sin embargo, los valores calculados para la evaporación del embalse no se pueden considerar en su totalidad como pérdidas, puesto que en el área que se va a inundar se presenta actualmente evapotranspiración, de manera que el efecto de la construcción del embalse reemplazará las pérdidas debidas a la evapotranspiración actual por la evaporación de una superficie libre de agua, con lo cual, la pérdida neta de agua asignada al proyecto será la diferencia entre la evaporación potencial del embalse y la evapotranspiración actual.

Para calcular la evapotranspiración actual, también llamada “consumo de precipitación”, se siguió el proceso siguiente: se calcularon los valores teóricos de la evapotranspiración potencial o uso consuntivo para los diversos cultivos y vegetación natural existentes en la zona que inundará el embalse. Luego se calculó la precipitación disponible, que se tomó como el 75% de la precipitación que se presenta en la zona, la que a su vez, se obtuvo promediando los valores mensuales de la precipitación en Yaguará, Campoalegre y Neiva; la limitación del 75% obedece a que muchas veces la rata de lluvia es tal que parte de la precipitación no se alcanza a retener para el uso consuntivo de la vegetación.

Finalmente, se tomó como consumo de precipitación, la evapotranspiración potencial siempre y cuando ésta no fuera mayor que la precipitación disponible, en cuyo caso se tomó ésta última. La pérdida neta futura por evaporación se obtuvo entonces restándole a la evaporación potencial del embalse, el consumo actual calculado de precipitación. Todos estos valores se presentan en el cuadro 3.5.

7. Las pérdidas por infiltración a lo largo del cuerpo de la presa se calculan para una estructura homogénea, considerando una permeabilidad $K=10^{-4}$ cm/s. La presa se muestra en la (Figura 3.50).

8. Se utiliza el gráfico de carga diaria del sistema interconectado o curva típica de demanda del año 1988. Esto se hace teniendo en cuenta que la central pertenece al sistema interconectado y que frecuentemente vende energía a muchos de sus miembros. Este gráfico se muestra en la (Figura 3.51).

Cuadro 3.5 Proyecto Betania - Información climatológica

Mes	Precipitación media mensual 1/ (mm)	Temperatura media mensual 2/ (°C)	Evaporación neta (mm)
Enero	121	26,6	22
Febrero	145	27,0	8
Marzo	159	27,0	0
Abril	182	26,6	0
Mayo	120	26,8	21
Junio	97	27,1	34
Julio	42	27,2	88
Agosto	33	27,6	111
Septiembre	42	28,0	87
Octubre	189	26,7	0
Noviembre	261	26,2	7
Diciembre	147	25,9	9
Total Promedio	1.538	26,9	387

1. Basada en las precipitaciones promedias mensuales para las estaciones de Neiva, Campoalegre y Yaguará.
2. En la estación La Manguita, Neiva.

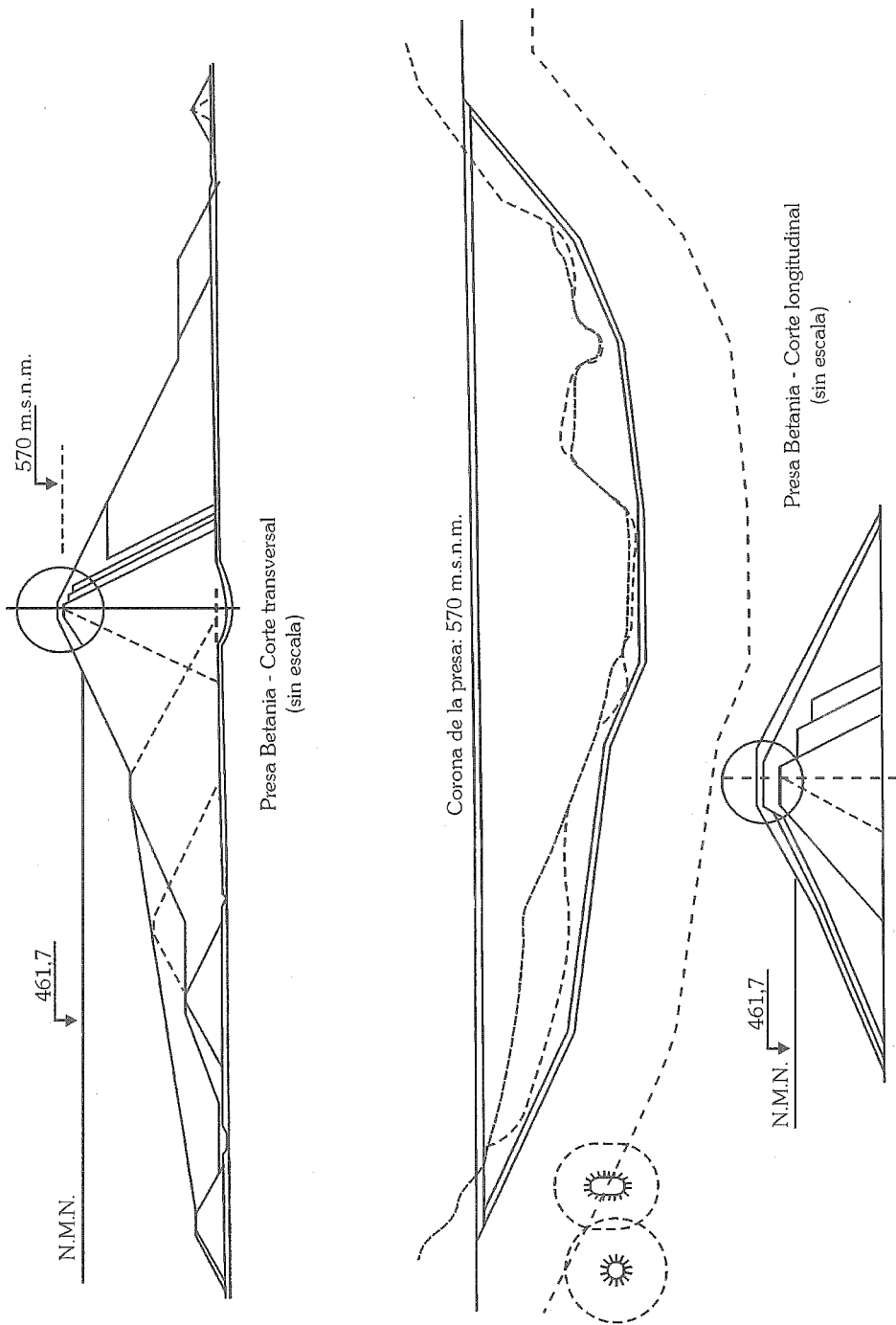
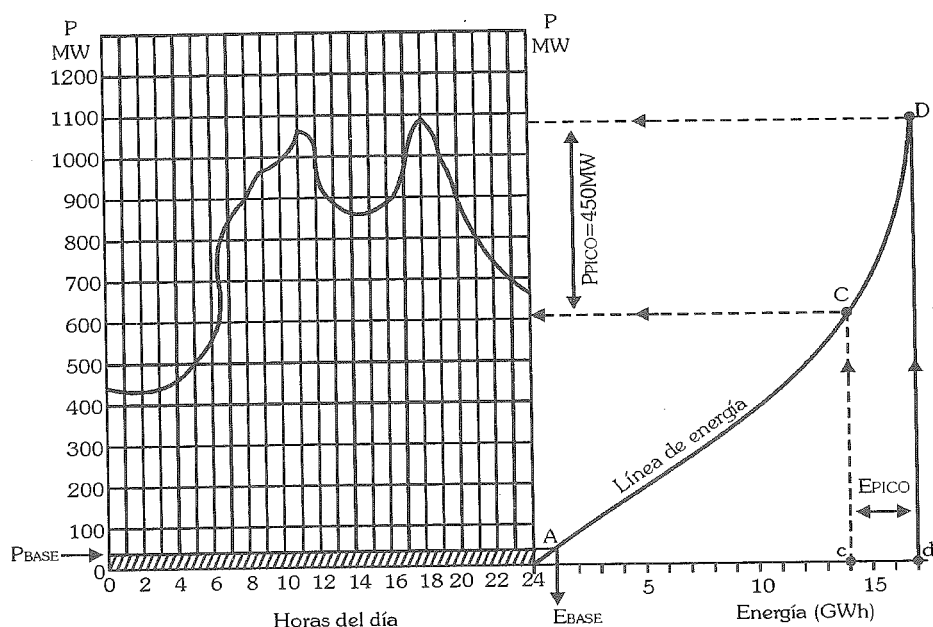


Figura 3.50 Cortes transversal y longitudinal de la presa de Betania



Nota: se muestra la curva del sistema ICEL (hoy IPSE) al cual perteneció inicialmente el proyecto Betania.
 Figura 3.51 Gráfico de carga diaria del sistema interconectado del año 1988 y línea de energía.

Cuadro 3.6 Costos de construcción - Proyecto Betania - Febrero 1976

Item	Costo total (miles de pesos)		
	Moneda local	Moneda local equivalente a moneda extranjera	Costo total
<u>Elementos del embalse</u>			
Accesos, adquisiciones, relocalizaciones	151.550	84.900	236.450
<u>Obras civiles</u>			
Desviación y control del agua	191.000	216.690	407.690
Presa	124.310	215.330	339.640
Diques	87.724	145.980	233.704
Vertederos	406.854	531.233	938.087
<u>Elementos de Generación</u>			
<u>Obras civiles</u>			
Captación y túneles de presión	335.984	567.616	903.600
Casa de máquinas	324.472	213.513	537.985
Residencia de operadores	45.000		45.000
<u>Obras eléctricas y mecánicas</u>			
Equipos mecánicos	194.400	546.540	740.940
Equipos eléctricos	134.700	468.300	603.000
Subestaciones	47.900	104.050	151.950
Líneas de transmisión	132.000	197.000	329.000
Subtotal	2.175.894	3.291.152	5.467.046
Escalación	547.505	821.114	1.368.619
Subtotal	2.723.399	4.112.266	6.835.665
Imprevistos	387.601	547.734	935.335
Costos directos de construcción	3.111.000	4.660.000	7.771.000
Ingeniería y administración	467.000	466.000	933.000
Costos totales de construcción	3.578.000	5.126.000	8.704.000

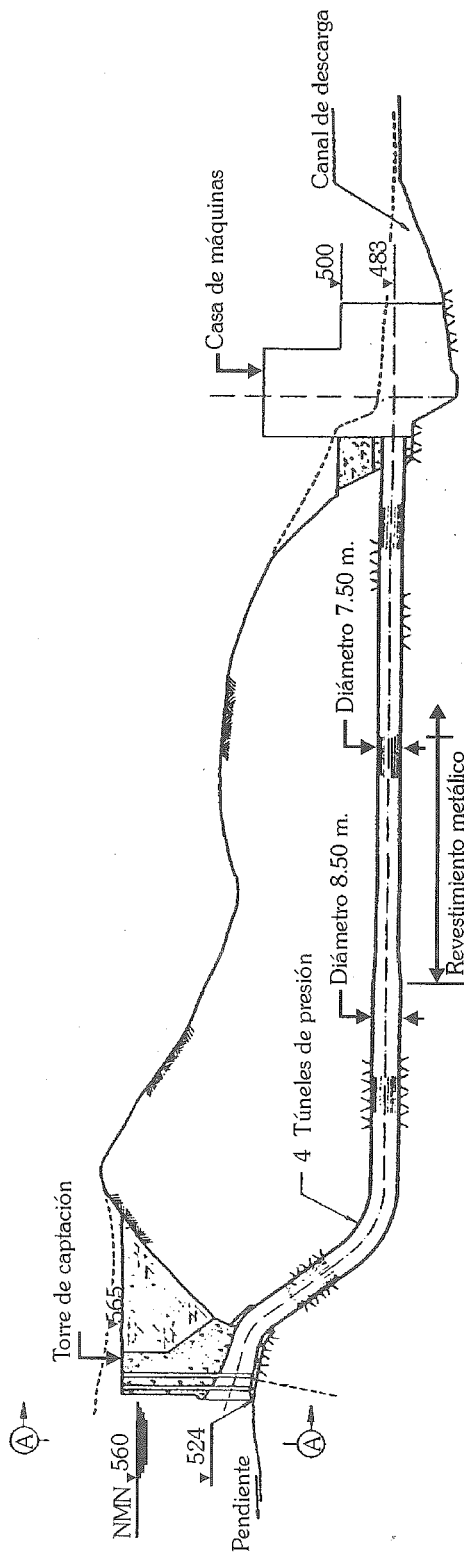


Figura 3.52 Sección longitudinal - túneles de presión

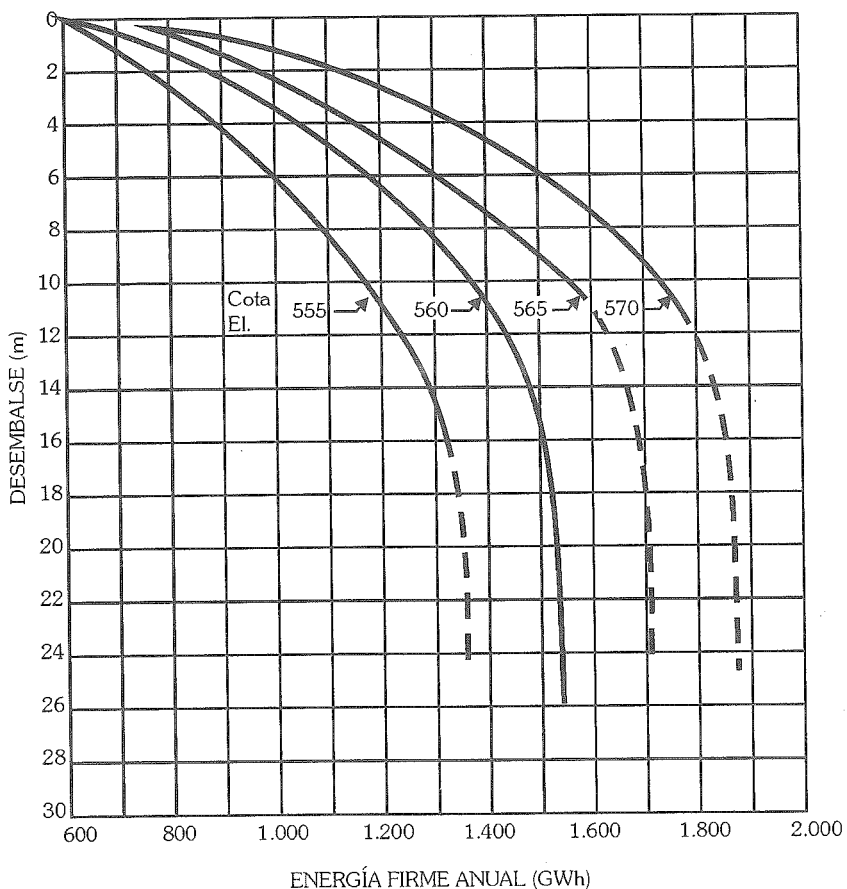
9. En los cálculos se dan por conocidos los esquemas del proyecto, que se muestran en las (Figuras 3.50 y 3.52).

10. Se dan por conocidas las dimensiones de las obras y los costos de la central, los cuales se muestran en el cuadro 3.6.

Secuencia de cálculo

1. Para seleccionar el valor final del nivel máximo normal o nivel máximo de operación, se consideraron las posibilidades topográficas del sitio de cierre y del propio vaso, teniendo en cuenta que para todos los niveles considerados era necesaria la construcción de un número relativamente considerable de diques perimetrales para la formación del embalse. Se estudiaron las cotas 555, 560, 565 y 570 m.s.n.m. Después de realizar una comparación económica en la cual se incluyó la optimización de la producción anual de energía firme, se seleccionó el nivel máximo normal a la cota 561.00 m.s.n.m.

2. Para el nivel máximo normal seleccionado y los demás niveles estudiados, se dibuja la curva que muestra la producción de energía para diferentes



Aprovechamiento del río Magdalena - Proyecto de Betania
 Figura 3.53 Generación anual de energía firme - Condiciones iniciales

Cuadro 3.7 Costo incremental de la potencia continua

Nivel del embalse (m)	Desembalse (m)	Potencia continua (MW)	Capacidad inst.(MW) f de p 50%	Costo de la capac. inst. (millones \$)	Incremento de potencia cont. (MW)	Costo inc. de la potencia cont. (mill \$)	Costo inc. por kW de potencia continua (\$/kW)	Costo por kW instalado (\$/kW)
555	12	142	354	2970	8	430	53.750	8400
	15	150	405	3400	3	380	126.670	8400
	18	153	450	3780	2	290	145.000	8400
	20	155	485	4070				8400
560	12	165	404	3280	6	380	63.330	8120
	15	171	451	3660	2	350	175.000	8120
	18	173	494	4010	1	250	250.000	8120
	20	174	525	4260				8120
565	12	187	443	3600	4	340	85.000	8120
	15	191	485	3940	2	340	170.000	8120
	18	193	527	4280	2	260	130.000	8120
	20	195	559	4540				8120

Nota: Costos febrero 1976

desembalses. Estas curvas se muestran en la (Figura 3.53). El valor de desembalse óptimo debe coincidir con la máxima producción de energía en la central. Como se ve en las figuras, la generación anual de energía firme aumenta a ratas decrecientes a medida que aumenta el desembalse.

Con el propósito de definir el valor más favorable de desembalse para cada uno de los niveles analizados, se evalúan los incrementos en el costo por kilovatio de potencia continua. Al aumentar el desembalse, los costos que se utilizan en esta evaluación corresponden sólo a las estructuras directamente relacionadas con el proyecto hidroeléctrico. Estos valores se muestran en el cuadro 3.7. El incremento en el costo se compara con el costo promedio por kilovatio de potencia continua, para cada uno de los niveles de embalse con 50% de factor de planta. En esta determinación se considera, además, una adecuada flexibilidad operacional de tal manera que el embalse pueda, dentro de un rango de posibles condiciones futuras, descender por debajo del nivel económico en cada caso, sin que afecte su capacidad operacional. Finalmente, para el nivel máximo normal de la cota 561 m.s.n.m., se seleccionó un desembalse óptimo de 17 metros, es decir, el nivel mínimo de operación por este concepto queda a la cota 544 m.s.n.m.

3. Este nivel, seleccionado desde el punto de vista estrictamente energético y económico, debe ser chequeado con el fin de asegurar que al final de la vida útil del proyecto o antes, los sedimentos acumulados no superen esta cota, disminuyendo sensiblemente el volumen útil o incluso que empiecen a ingresar por la bocatoma durante la vida útil del embalse, que para fines de cálculo se pueden tomar igual a 50 años.

Para el efecto, se calcula el volumen de sedimentos que potencialmente se puedan depositar durante este período, utilizando las curvas caudal líquido – caudal sólido de las (Figuras 3.46 y 3.47), lo mismo que la curva de duración de

los caudales medios diarios del río Magdalena en el sitio de presa, que se presenta en la (Figura 3.45). Estas curvas se integran para tener en cuenta, de esta manera, la variación anual de los caudales. En consecuencia, como primera medida se determinan las curvas de duración para las estaciones Mómico y Tarabita, es decir, para las dos corrientes que descargan directamente al embalse como el único registro suficientemente largo de caudales para la zona del proyecto en el río Magdalena. En Puente Santander, se utilizó esta serie para derivar las curvas de duración requeridas. Con este fin, se agrupan los caudales diarios usando un rango de agrupación de $100 \text{ m}^3/\text{s}$ y se construye la curva de duración en la forma usual, pero utilizando para la escala de caudales la relación entre el caudal menor de cada rango y el caudal promedio a largo plazo, obteniendo así la curva adimensional de duración de los caudales medios en Puente Santander.

Esta curva construida con escalas adimensionales, se puede utilizar para otros sitios dentro de la Hoya de Betania, debido a que en los cálculos hidrológicos se demostró que esta cuenca es homogénea. Se derivaron entonces las curvas de duración de caudales para las estaciones Mómico y Tarabita que se muestran en la (Figura 3.54), a partir de la curva adimensional y los caudales medios estimados para los dos sitios.

La curva de duración de los caudales sólidos se construye utilizando la curva caudal líquido – caudal sólido; y la curva de duración de los caudales líquidos se realiza de la siguiente manera: tal como se ilustra en la (Figura 3.45), se

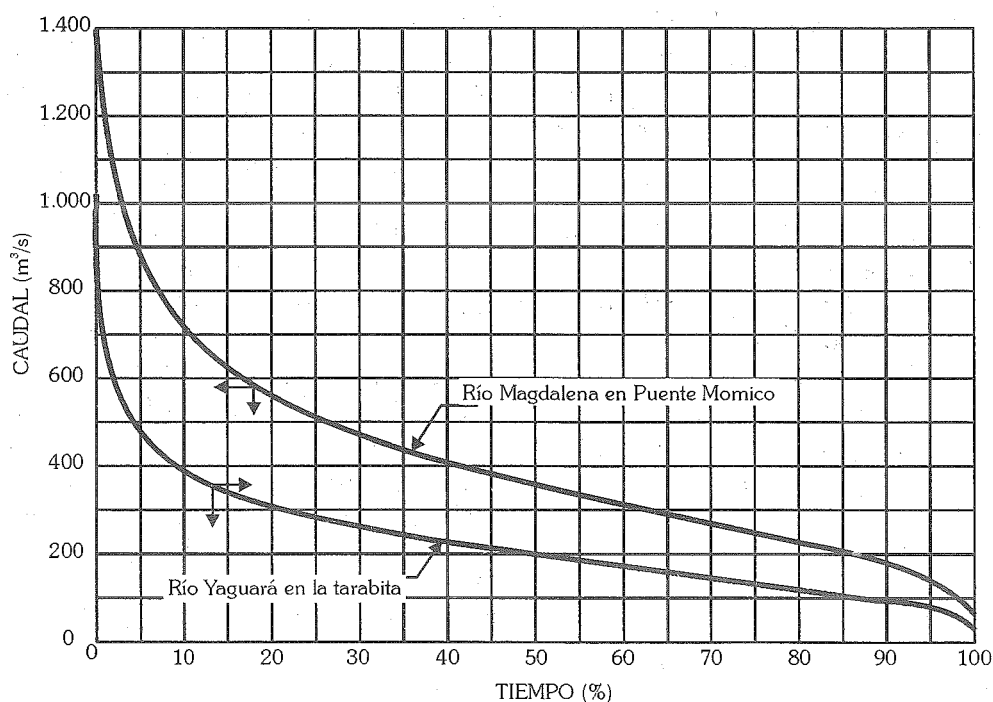


Figura 3.54 Aprovechamiento del Río Magdalena - Proyecto de Betania
Curvas de duración de caudales medios diarios

escoge cualquier valor del porcentaje de excedencia en la curva de duración de caudales líquidos; por ejemplo, el 30% y se lee el caudal líquido correspondiente que en el ejemplo de la (Figura 3.45), es de 480 m³/s. Con este caudal líquido se entra en la curva caudal líquido – caudal sólido y se lee el caudal sólido o la concentración que le corresponde; en el caso del ejemplo la concentración para este caudal líquido es de 1300 p.p.m. De esta manera, se obtiene un punto de la curva de duración de los caudales sólidos planteando en las abscisas el 30% del porcentaje de excedencia y en las ordenadas la concentración de 1300 p.p.m.

Todos los demás puntos se obtienen de la misma manera, seleccionando otros valores de porcentaje de excedencia y encontrando la concentración correspondiente. Si en la curva caudal líquido – caudal sólido el caudal líquido está dado en términos del caudal medio, se hace la conversión correspondiente. Generalmente la concentración dada en p.p.m. se debe pasar a t/día, para lo cual se debe multiplicar por el caudal líquido correspondiente y por el factor 0.0864; es decir:

$$\frac{\text{mg}}{\text{l}} * \frac{1.000 \times 10^{-6} \text{ t}}{1\text{mg}} * \frac{1 \text{ Lt}}{0,001 \text{ m}^3} * \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * \frac{86.400 \text{ s}}{1 \text{ día}} = 0,0864 \text{ t/día}$$

Inicialmente se construye la curva de duración de los caudales sólidos para la estación Puente Mómico.

Cuadro de cálculos

Porcentaje de excedencia (%) (1)	Caudal líquido (m³/s) (2)	Qi/Q̄ (3)	Concentración (p.p.m.) (4)	Caudal sólido (t/día) (5)
1	1400	3.34	5800	701.568
2	1200	2.86	4900	508.032
3	980	2.34	3600	304.819
5	870	2.08	3100	233.021
10	710	1.69	2430	149.066
20	570	1.36	1780	87.661
30	480	1.15	1300	53.914
40	410	0.98	1000	35.424
50	370	0.88	860	27.492
60	320	0.76	650	17.971
70	280	0.67	480	11.612
80	230	0.55	260	5.167
90	190	0.45	140	2.298
95	150	0.36	64	829
98	100	0.24	10	86

Explicación del cuadro anterior

- (1) Los porcentajes de esta columna se seleccionan arbitrariamente.
- (2) Es el caudal líquido correspondiente al porcentaje de excedencia escogido y leído en la curva de duración de caudales medios de la (Figura 3.45).
- (3) Es el caudal en términos del caudal medio ($Q = 419 \text{ m}^3/\text{s}$).
- (4) Es la concentración correspondiente al caudal de la columna (2) expresado en términos del caudal medio en la columna (3). Esta concentración se lee en la curva caudal sólido – caudal líquido de la (Figura 3.46).
- (5) Es el caudal sólido en t/día calculado a partir de la concentración de la columna (4) multiplicándola por el caudal de la columna (2) y por el factor 0.0864. ($\text{ppm} = \text{mgr/l} = \text{gr/m}^3$)

La curva de duración de los caudales sólidos en suspensión obtenida con el cálculo anterior se muestra en la (Figura 3.55) y corresponde a la estación Puente Mómico.

De la misma forma, se construye esta curva para la estación La Tarabita (Río Yaguará)

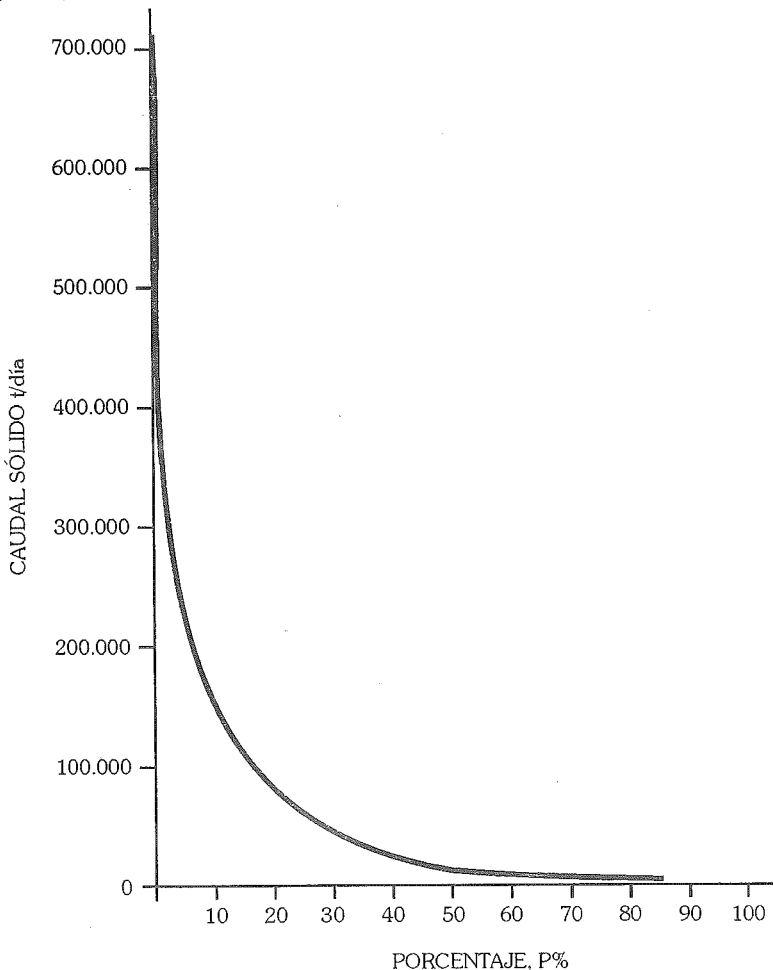


Figura 3.55 Curva de duración de los caudales sólidos en suspensión
Estación Puente Mómico

Cuadro de cálculos

Porcentaje de excedencia (%) (1)	Caudal líquido (m ³ /s) (2)	$\bar{Q}_i/Q$ (3)	Concentración (p.p.m.) (4)	Caudal sólido (t/día) (5)
1	90.0	3.91	3400	26.438
2	70.0	3.04	2380	14.394
3	52.0	2.26	1120	5.032
5	48.0	2.09	1060	4.396
10	38.0	1.65	880	2.889
20	31.0	1.35	500	1.339
30	24.0	1.04	330	684
40	22.0	0.96	300	570
50	19.5	0.85	220	371
60	17.5	0.76	160	242
70	15.0	0.65	115	149
80	12.0	0.52	60	62
90	10.0	0.43	35	30
95	9.0	0.39	30	23
98	6.0	0.26	6	3

- (1) Los porcentajes de esta columna se seleccionan arbitrariamente.
- (2) Es el caudal líquido correspondiente al porcentaje de excedencia escogido y leído en la curva de duración de caudales medios de la (Figura 3.54).
- (3) Es el caudal en términos del caudal medio ($Q = 23 \text{ m}^3/\text{s}$).
- (4) Es la concentración correspondiente al caudal de la columna (3). Esta concentración se lee en la curva caudal sólido – caudal líquido de la Figura 3.47.
- (5) Es el caudal sólido en t/día calculado a partir de la concentración de la columna (4) multiplicándola por el caudal de la columna (2) y por el factor 0.0864. (ppm = mgr/lit = gr/m³)

La curva de duración de los caudales sólidos en suspensión, obtenidos con el cálculo anterior, se muestra en la (Figura 3.56) y corresponde a la estación 2A Tarabita (Río Yaguará).

Para determinar la carga anual de sedimentos en suspensión (t/año) utilizando las curvas obtenidas: en el eje de las abscisas se ubica una escala de tiempo en días, haciendo coincidir el 100% del porcentaje de excedencia con los 365 días del año. De tal manera, al calcular el área bajo la curva, se obtiene la carga anual de sedimentos (t/año) que el río transporta en suspensión en el sitio de la estación hidrométrica.

Calculando el área por el método de trapezios con un ancho del 10% del tiempo total para cada trapecio (36.5 días), se obtiene:

Para la estación Puente Mómico (Figura 3.55)

No. Trapecio	Base mayor (t/día)	Base menor (t/día)	Base media (t/día)	Altura (días)	Área (t)	Suma de áreas (t)
1	445.000	162.200	303.600	36.5	11.081.400	11.081.400
2	162.200	82.700	122.450	36.5	4.469.425	15.550.825
3	82.700	52.200	67.450	36.5	2.461.925	18.012.750
4	52.200	32.600	42.400	36.5	1.547.600	19.560.350
5	32.600	20.300	26.450	36.5	965.425	20.525.775
6	20.300	14.700	17.500	36.5	638.750	21.164.525
7	14.700	8.900	11.800	36.5	430.700	21.595.225
8	8.900	4.400	6.650	36.5	242.725	21.837.950
9	4.400	2.300	3.350	36.5	122.275	21.960.225
10	2.300	820	1.560	36.5	56.940	22.017.165

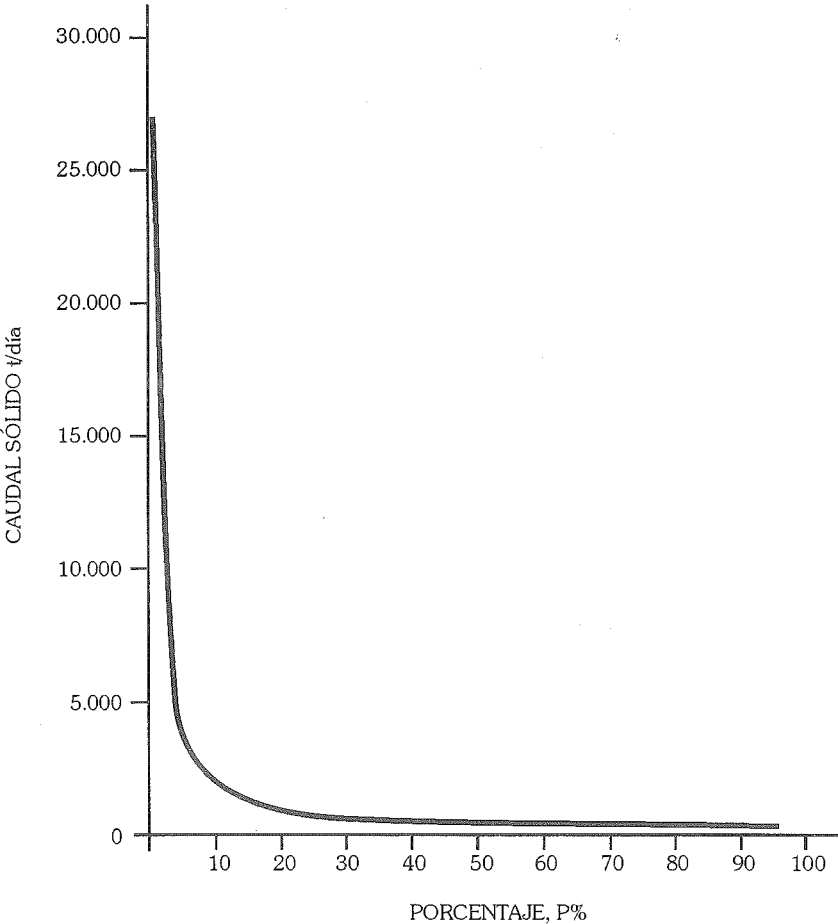


Figura 3.56 Curva de duración de los caudales sólidos en suspensión
Estación La Tarabita

De tal manera, la carga anual de sedimentos en suspensión que transporta el río Magdalena en la estación Puente Mómico es e 21.536.600 toneladas.

Para la estación La Tarabita (Figura 3.56).

No. Trapecio	Base mayor (t/día)	Base menor (t/día)	Base media (t/día)	Altura (días)	Área (t)	Suma de áreas (t)
1	8.000	3.000	5.500	36.5	200.750	200.750
2	3.000	1.400	2.200	36.5	80.300	281.050
3	1.400	750	1.075	36.5	39.237	320.287
4	750	700	725	36.5	26.462	346.749
5	700	400	550	36.5	20.075	366.824
6	400	300	350	36.5	12.775	379.599
7	300	250	275	36.5	10.037	389.636
8	250	200	225	36.5	8.212	397.848
9	200	100	150	36.5	5.475	403.323
10	100	50	75	36.5	2.737	406.060

Así, la carga anual de sedimentos en suspensión que transporta el río Yaguará en la estación La Tarabita es de 400.000 toneladas, aproximadamente.

De acuerdo a análisis realizados por especialistas en la materia, se llegó a la conclusión de que la carga de fondo constituye el 10% del sedimento en suspensión. Como resultado, el aporte promedio anual de sedimentos se muestra en el siguiente cuadro:

Río	Estación	Suspensión (t/año)	Fondo (t/año)	Total (t/año)
Río Magdalena	Puente Mómico	21.563.600	2.156.000	23.719.600
Río Yaguará	La Tarabita	436.000	43.600	479.600
Total		21.999.600	2.199.600	24.199.200

Pesos unitarios de los depósitos de sedimentos

Como los depósitos de sedimentos que se formarán en el embalse estarán constituidos por los materiales suspendidos y por la carga de fondo, su granulometría no será exactamente igual a la encontrada para los primeros. En consecuencia, se ajustaron las granulometrías del sedimento en suspensión para incluir una mayor proporción de arena, teniendo en cuenta el porcentaje de sedimento que corresponde a la carga de fondo. Las granulometrías corregidas que se consideran aplicables a los depósitos de sedimentos, son las siguientes:

Ramal del embalse	Arena (%)	Limo (%)	Arcilla (%)
Magdalena	39	36	25
Yaguará	20	46	34

Conociendo la distribución de tamaños de los sedimentos depositados, se determina el peso unitario (peso unitario seco), correspondiente a distintos períodos de operación del embalse.

Se siguió el procedimiento descrito por C.R. Miller en el artículo “*Determination of the unit weight of sediment for use in sediment volumen computations*”, pero aplicando los factores numéricos sugeridos por Mr. Borland, consultor del proyecto. Se calcularon así los pesos unitarios siguientes, para una operación del embalse de Tipo II (desembalse moderado a considerable) y para diferentes períodos. La expresión general de Lane y Koelzer es:

$$r_d = [(\gamma_1 + K_1) X_1 + (\gamma_2 + K_2) X_2 + (\gamma_3 + K_3) X_3] \log t$$

- Subíndice ₁: arena
- Subíndice ₂: Limo
- Subíndice ₃: Arcilla
- t - tiempo en años
- γ peso unitario
- K coeficiente de consolidación
- X fracción de cada clase de suelo en el sedimento.

Para la condición del embalse Tipo II (moderado o consideradamente vacío)

			Madgalena	Yaguará
$\gamma_1 = 1.4 \text{ t/m}^3$	;	$K_1 = 0;$	$X_1 = 39\%$	20%
$\gamma_2 = 1.15 \text{ t/m}^3$	;	$K_2 = 0.043$	$X_2 = 36\%$	46%
$\gamma_3 = 0.70 \text{ t/m}^3$	;	$K_3 = 0.172$	$X_3 = 25\%$	34%

Los pesos unitarios iniciales y el coeficiente de consolidación fueron tomados de la tabla 13.4, “*Hidrología para ingenieros*” Linsley, Kohler, Paulos, segunda edición.

De acuerdo con recomendaciones de consultores especialistas, a cambio de log t, se tomó un factor de 1,03 para 10 años y de 1,05 para los restantes.

Resultados

Pesos unitarios (t/m³)				
Ramal del embalse	Inicial	10 años	25 años	50 años
Magdalena	1.19	1.23	1.24	1.25
Yaguará	1.13	1.16	1.18	1.19

Eficiencia de retención de sedimentos en el embalse

Por otra parte, como es sabido, parte de la carga de sedimentos se deposita en el embalse y parte continúa en suspensión; por lo tanto se debe estimar la retención de sedimentos. La eficiencia de esta retención depende en gran medida del volumen del embalse y del caudal promedio de entrada. Se utilizan en este caso las curvas desarrolladas por G.M. Brune de la (Figura 3.57) para estimar el porcentaje retenido de sedimentos a partir de la relación entre el volumen útil del embalse y el volumen anual de la escorrentía.

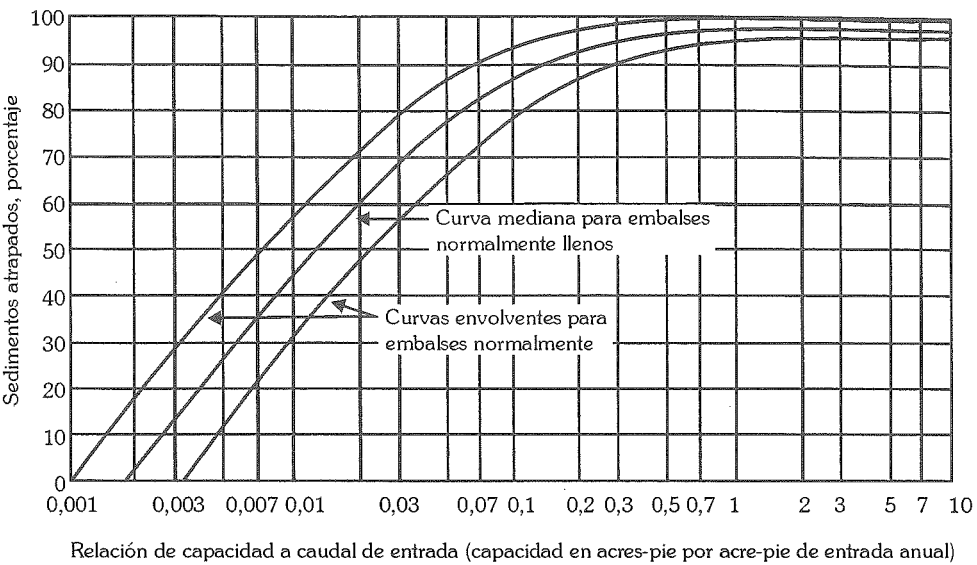


Figura 3.57 Eficiencia de retención de un embalse con función de la relación de capacidad a caudal de entrada.

De la descripción anterior se deduce que a medida que se van depositando los sedimentos en el embalse, se reduce su volumen útil, variando entonces la eficiencia de retención. Simultáneamente va cambiando en el tiempo la densidad de los depósitos de sedimentos. Por lo tanto, el estimativo de la sedimentación futura del embalse se efectúa para diferentes períodos de operación.

De acuerdo con las curvas de capacidad de la (Figura 3.58), el volumen útil varía de la siguiente manera:

Período	Volumen útil
10 años	1.300 millones m ³
25 años	1.100 millones m ³
50 años	800 millones m ³

Se utiliza una curva superior a la curva media (para embalses normalmente llenos) de G.M. Brune (Figura 3.57), para lo cual inicialmente se calcula el valor A:

$$A = \text{volumen útil} / \text{volumen anual de escorrentía}$$

El volumen anual de escorrentía se obtiene multiplicando el caudal medio del río ($Q = 419 \text{ m}^3/\text{s}$) por los segundos de un año (31.536.000 s).

Así, la sedimentación en el embalse será:

Operación el embalse (años)	Valor A	Eficiencia (%)	Sedimentación del embalse (10 ⁶ m ³)
10	0.098	89.5	183
25	0.083	88.5	447
50	0.060	86.5	865

Distribución de la sedimentación en el embalse

Como los sedimentos que se depositan en el embalse lo hacen, no solamente en el volumen muerto sino también en el volumen activo o útil, es necesario analizar su distribución para determinar el volumen útil remanente después de un período dado de operación del proyecto.

Para estudiar la distribución de la sedimentación después de 10, 25 y 50 años de operación, se siguió el método empírico de la reducción del área detallado en el artículo "*Revision of the procedure to compute sediment distribution in large reservoirs* – VSBR, may 1962", para un embalse del Tipo II (Vega inundable - pie de monte). La exposición de esta metodología se sale de los propósitos de este texto. Las curvas finales de área inundada y volumen total de embalse se muestran en la (Figura 3.58), según estas curvas, al cabo de 50 años de operación del proyecto se tendrá todavía un embalse con un volumen total de $1037 \times 10^6 \text{ m}^3$ y un volumen activo de aproximadamente $800 \times 10^6 \text{ m}^3$ para un desembalse de 17m, con el nivel mínimo de operación a la cota 544 m.s.n.m. Hasta esa época no se anticipa ningún problema con el embalse pues los sedimentos habrán llegado sólo a la cota 522 m.s.n.m. al pie de la presa.

Con el fin de establecer la cota del piso de la captación, se calculan las dimensiones de la bocatoma y el valor de la sumergencia de acuerdo al esquema de la (Figura 4.10). (Ver diseño de las captaciones sumergidas. Sumergencia).

Para obtener un diámetro razonable, se adoptan cuatro bocatomas y el mismo número de conducciones. Preliminarmente, se asume un caudal de diseño igual a dos veces el caudal medio del río (es decir, con un factor de planta de 0.5).

En el sitio de presa, el caudal medio del río es la suma del caudal en la estación Puente Mómico más la escorrentía hasta el sitio, sumada al caudal medio en La Tarabita: $\bar{Q} = 473 \text{ m}^3/\text{s}$

$$Q_{\text{DIS}} = 2 \times 473 = 946 \text{ m}^3/\text{s}$$

El caudal de diseño para cada conducción y bocatoma será:

$$Q_{\text{DIS(1)}} = Q_{\text{DIS}}/4 = 946/4 = 236,50 \text{ m}^3/\text{s}$$

El diámetro de las conducciones se debe optimizar económicamente conociendo el caudal de diseño; sin embargo, en forma preliminar se acepta calcularlo asumiendo una velocidad del flujo entre 3 y 6 m/s. Adoptando una velocidad de 4 m/s y considerando una conducción circular se obtiene:

$$A = Q/V = 236,50/4 = 59,13 \text{ m}^2$$

A área del conducto circular.

Q caudal de diseño.

V velocidad de diseño.

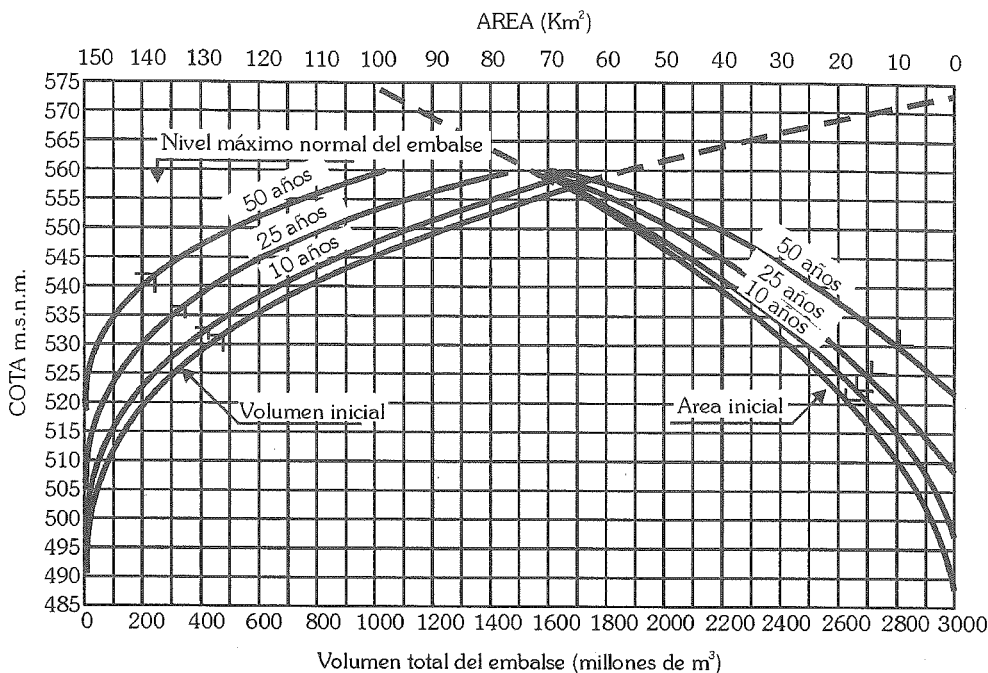


Figura 3.58 Aprovechamiento del río Magdalena - Proyecto Betania
Sedimentación del embalse - curvas de área y volumen

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 59,13}{3,1416}} = 8,68 \text{ m}$$

Se adopta un diámetro de la conducción $D=8,5$ m. Se calcula el valor de la sumergencia, de acuerdo con la expresión 4.1

$$S = 0.52 V D^{0.5}$$

$$S = 0.52 \times 4 \times 8.5^{0.5} = 6.06 \text{ m} \approx 6,00 \text{ m}$$

Donde:

S sumergencia, m.

V velocidad en la conducción.

D diámetro de la conducción.

Por su parte, las dimensiones de la bocatoma se determinan aceptando que el agua ingresa con una velocidad de 1.00 m/s lo cual evita atascamientos en las rejillas y pérdidas considerables de energía.

Así,

$$A = Q/V = 236,50/1 \approx 236 \text{ m}^2$$

Donde:

A área de la captación.

Q caudal de diseño.

V velocidad de entrada.

Se adopta una captación rectangular de lados iguales:

$$b = h = \sqrt{A} = \sqrt{236} = 15,4 \text{ m.}$$

Se adopta: $b = h = 15 \text{ m}$

De tal manera, la cota del fondo de la bocatoma se calcula como el nivel mínimo de operación menos la sumergencia menos la altura de la captación, es decir:

$$\text{Cota fondo} = \text{N.M.O} - S - h$$

$$\text{Cota fondo} = 544 - 6.00 - 15 = 523 \text{ m.s.n.m.}$$

Como se ve, el fondo queda un metro por encima del nivel de sedimentación después de 50 años, lo cual garantiza su normal funcionamiento.

En conclusión, se adopta como nivel mínimo de operación del embalse la cota 544 m.s.n.m.

4. Conociendo las cotas del nivel máximo normal y el nivel mínimo de operación se determina el valor del volumen útil del embalse, utilizando la curva de capacidad de la (Figura 3.58).

Nivel máximo normal 561 m.s.n.m.

Nivel mínimo de operación 544 m.s.n.m.

Volumen útil 1.042 Mm³

Volumen muerto 929 Mm³

5. Con la serie de caudales se construye el hidrograma de caudales medios mensuales del río en el sitio de cierre. En la (Figura 3.59) se muestra este hidrograma de 1960 a 1973.

6. Con el fin de realizar los cálculos de regulación anual, es decir, la simulación de la operación del proyecto en ciclos anuales, se selecciona el año más seco, de acuerdo al valor del caudal medio anual. Estos valores se presentan a continuación:

Año	$\bar{Q}_{\text{ANUAL}}$ m ³ /s	Año	$\bar{Q}_{\text{ANUAL}}$ m ³ /s
1960	399	1967	476
1961	453	1968	538
1962	536	1969	529
1963	372	1970	560
1964	401	1971	539
1965	439	1972	436
1966	389	1973	517

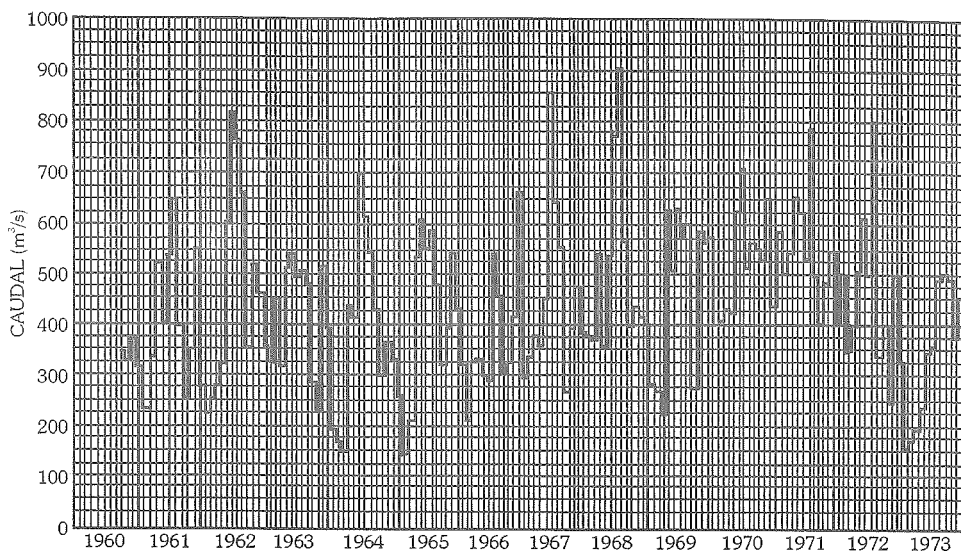


Figura 3.59 Hidrograma de caudales medios mensuales
Proyecto Betania - 1960 - 1973

De acuerdo con los datos anteriores, el año más seco fue el año 1963. En el presente ejemplo se simularán tres años para lo cual seleccionamos el año seco, el inmediatamente anterior (1962) y el inmediatamente posterior (1964).

Debido a que la simulación se realizará con el agua en el embalse en el nivel mínimo de operación, es decir, con un volumen útil igual a cero, el ciclo se inicia en un período de invierno que haga posible el llenado del embalse, es decir, iniciando en abril.

El hidrograma de caudales medios mensuales de los tres años seleccionados, se muestra en la (Figura 3.60) (curva No. 1) y los valores aparecen en el cuadro de simulación de la operación del embalse cuadro 3.8, bajo el nombre de caudal suministrado, en la columna 2.

7. Se calculan las pérdidas de agua del embalse por evaporación y se expresan en m^3/s .

De los datos obtenidos en el informe de factibilidad del proyecto Betania, se tiene que la evaporación neta mensual en mm de acuerdo al cuadro 3.5 es la siguiente:

Mes	Evaporación neta (mm)	Mes	Evaporación neta (mm)
Enero	22	Julio	88
Febrero	8	Agosto	111
Marzo	0	Septiembre	87
Abril	0	Octubre	0
Mayo	21	Noviembre	7
Junio	34	Diciembre	9

La cota del nivel máximo normal es la 561 m.s.n.m., utilizando la curva de capacidad de la (Figura 3.58) y se lee que para esta cota el área del espejo del embalse es de 73.7 Km^2 (7.400 ha aprox.).

Si se denomina EM a la evaporación mensual, se tiene:

$$EM = \frac{\text{Evaporación neta} * \text{área del espejo}}{\text{Días del mes} * 86.400 \text{ seg.}}$$

Ejemplo: Del cuadro anterior para el mes de diciembre, la evaporación mensual es:

$$EM_{\text{DICIEMBRE}} = \frac{9 \text{ mm} * 73,7 \text{ km}^2 * (1.000)^2 \text{ m}^2}{1.000 \text{ m} * 31 \text{ días} * 86.400 \text{ seg/día}}$$

$$EM_{\text{DICIEMBRE}} = 0.248 \text{ m}^3/\text{s}$$

Las pérdidas por evaporación calculadas mes por mes, se presentan en la columna 3 del cuadro de simulación del embalse.

8. Se calculan las pérdidas de agua del embalse por infiltraciones y se expresan en m^3/s .

Teniendo en cuenta que la presa de Betania se puede considerar como una presa homogénea, se calcula el caudal de infiltración de acuerdo a la metodología de la (Figura 3.61), similar a la empleada por Shaffernac y Van Iterson o Casagrande. En consecuencia se tiene:

Datos de partida:

hpr	=	91m	m_1	=	2.50
Hi	=	81m	m_2	=	2.00
B	=	10m	K_1	=	$1 \times 10^{-6} \text{ m/s}$
d	=	10m	K_T	=	$1 \times 10^{-6} \text{ m/s}$
T	=	20m			

1. Se calcula ΔL

$$\Delta L = \frac{m_1 H_1}{2} = \frac{2.50 \times 81}{2} = 101.25 \text{ m}$$

2. Se halla L

$$L = m_2 \text{ hpr} + b + m_1 d + \Delta L = 2 \times 91 + 10 + 2,5 \times 10 + 101,25 = 318,25 \text{ m.}$$

3. Se determina h

$$h = \frac{m_1 H_1^2}{L} = \frac{2 \times 81^2}{318.25} = 41.23 \text{ m}$$

4. Se calcula h_1

$$h_1 = \left(h - 1,0,3 \times \sqrt[3]{T/H_1} \right) = 41,23 \left(1-0,3 \times \sqrt[3]{20/81} \right) = 33,47 \text{ m.}$$

5. Se resuelve la ecuación (1) y se obtiene q:

$$q = K_T \frac{(H_1 + T)^2 - (h_1 + T)^2}{2(L - m_2 h_1)} = 10^{-6} \frac{(81 + 20)^2 - (33,47 + 20)^2}{2(318,25 - 2 \times 33,47)}$$

$$q = 14,61 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s} / \text{m}$$

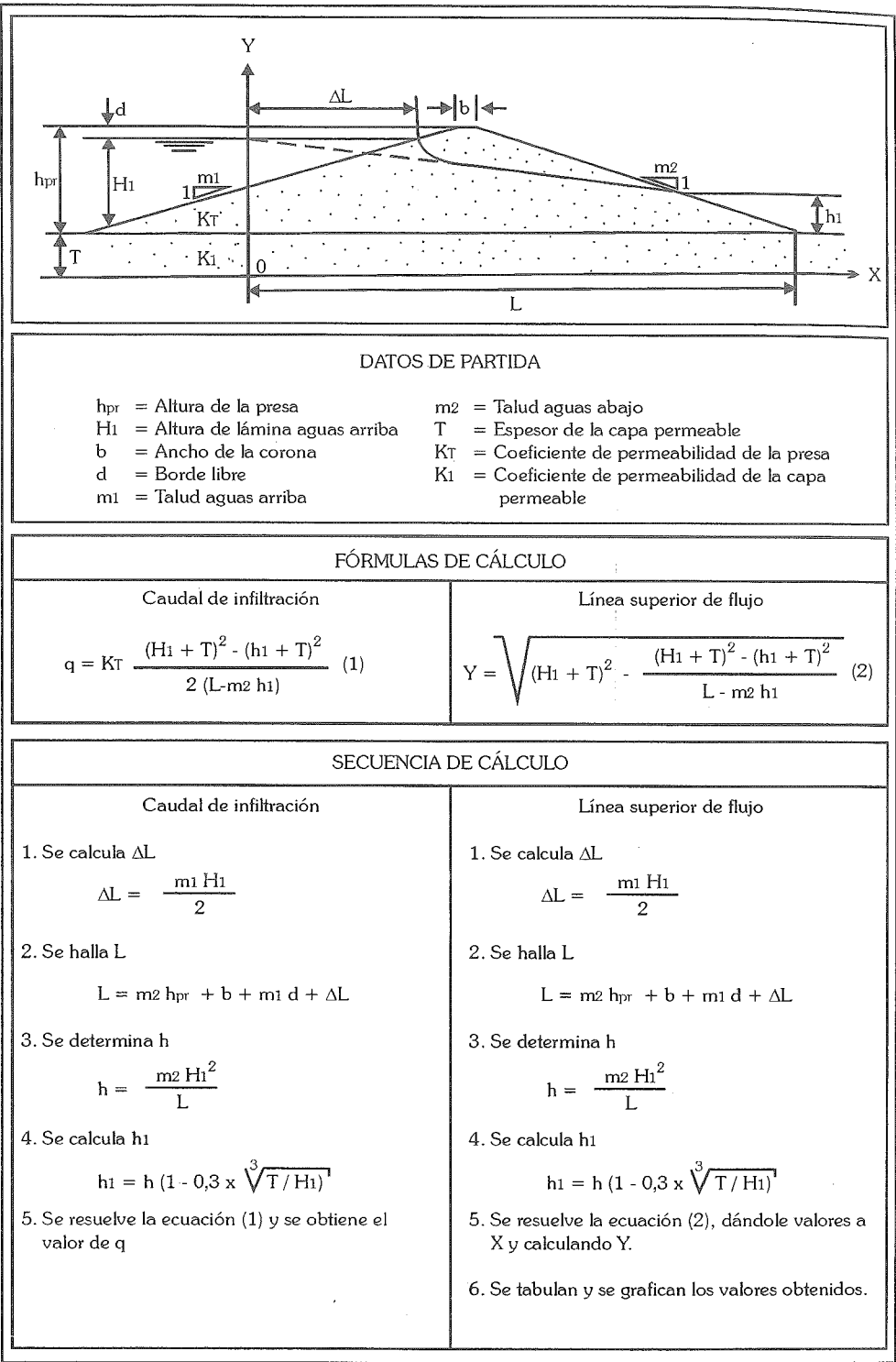


Figura 3.61 Cálculo del caudal de infiltración y de la línea superior de flujo. Presa homogénea sin lámina aguas abajo, fundación permeable.

El caudal total de infiltración se obtiene multiplicando el caudal unitario por la longitud de la presa en la base. Esta longitud es de 692 metros; por lo tanto:

$$Q = L_o \times q = 692 \times 14,6 \times 10^{-6} = 0,0101 \text{ m}^3/\text{s}$$

El caudal infiltrado a través de las laderas se debe calcular de acuerdo con sus características. En el presente ejemplo se supone que tanto en la ladera izquierda como en la derecha, se infiltra un caudal igual al de la presa, es decir, el caudal total infiltrado será:

$$Q_T = 3Q = 3 \times 0,0101 = 0,031 \text{ m}^3/\text{s}$$

Para flujo estacionario se considera que este caudal es constante durante todo el período de simulación y por lo tanto este valor se escribe en la columna 4 del cuadro de simulación (cuadro 3.8).

Las pérdidas totales por evaporación y por infiltración se suman y se escriben en la columna 5 del cuadro de simulación.

9. De los hidrogramas de caudales medios mensuales del río, contruidos de acuerdo al numeral 5, se restan las pérdidas de agua por evaporación y por infiltración de la columna 5 del cuadro de simulación, obteniendo un hidrograma muy similar de caudales disponibles y que es realmente el que servirá de base para construir la curva diferencial de masas. Esos caudales disponibles se escriben en la columna 6 del cuadro de simulación.

10. Se construye la curva diferencial de masas a partir del hidrograma del numeral anterior.

Para construir esta curva, a cada caudal se le debe restar el caudal medio ponderado de cada año. Este valor considera el hecho de que los meses del año tienen un número diferente de días, lo cual influye en forma diversa en el medio anual.

$$\overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = \sum Q_i \frac{d_i}{dT}$$

Donde:

Q_i caudal medio de cada mes.

d_i número de días del mes i .

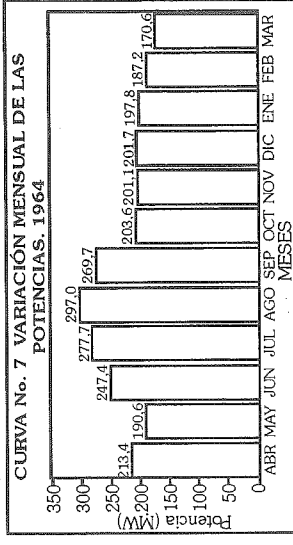
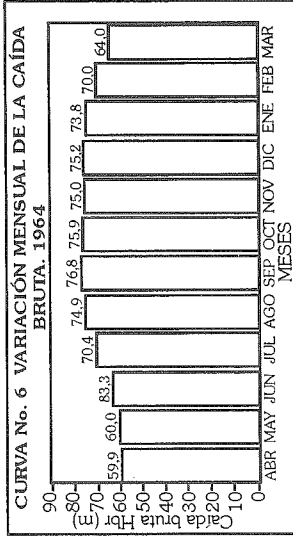
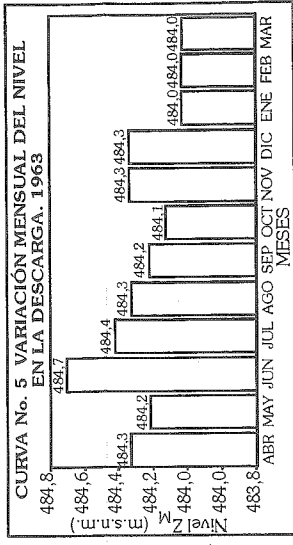
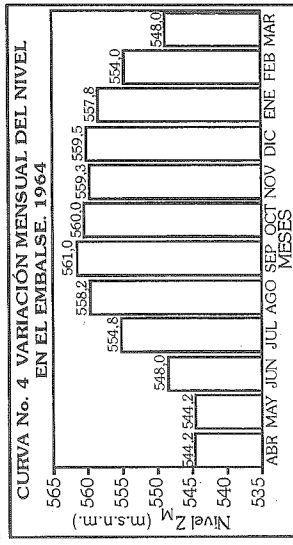
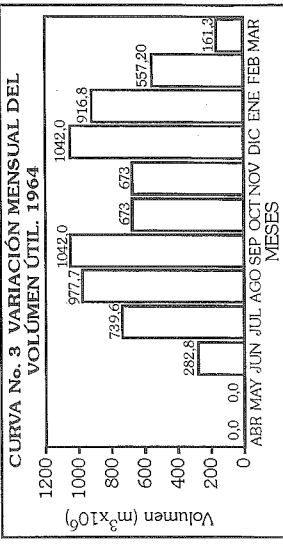
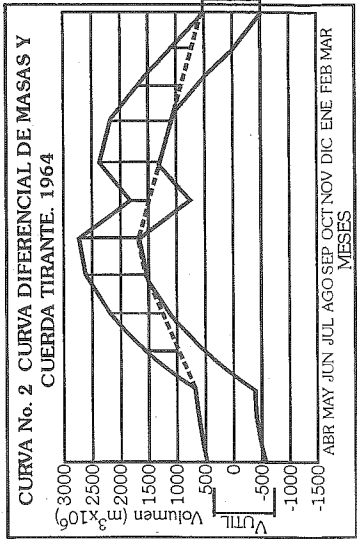
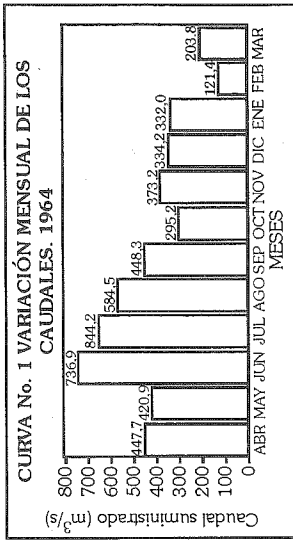
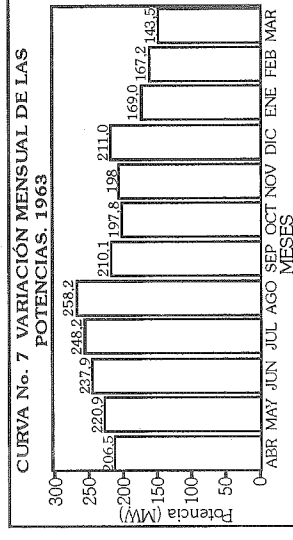
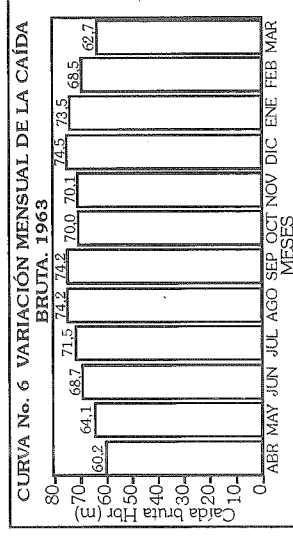
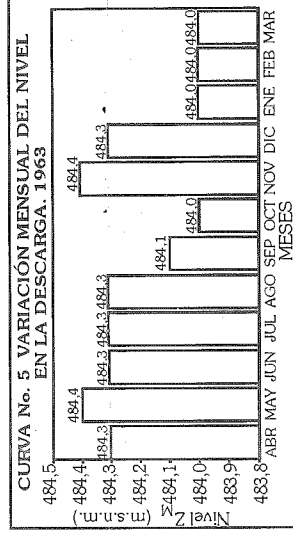
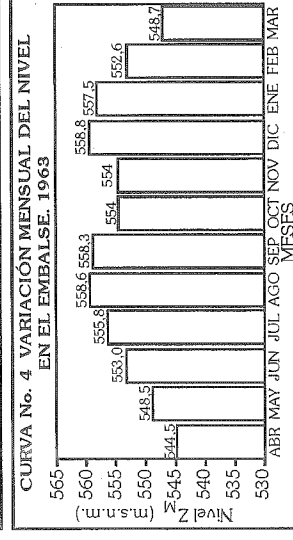
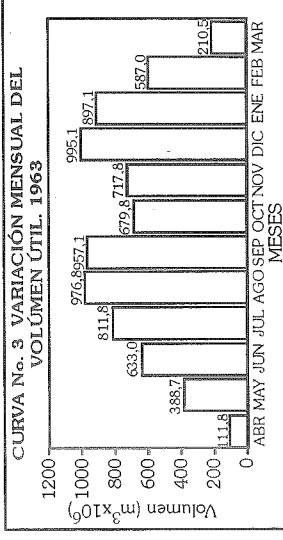
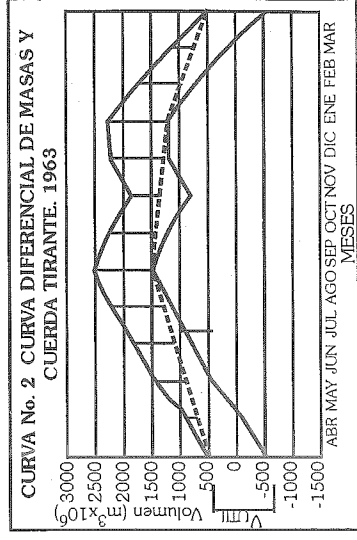
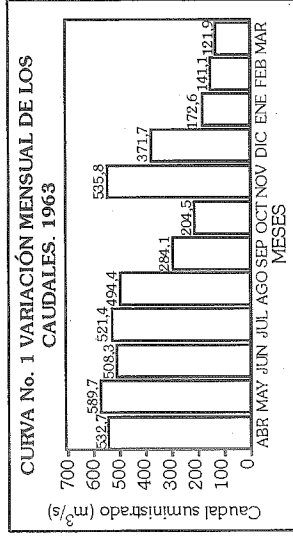
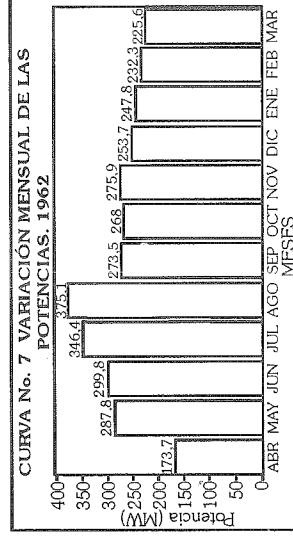
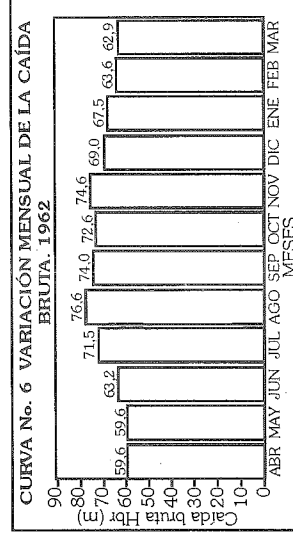
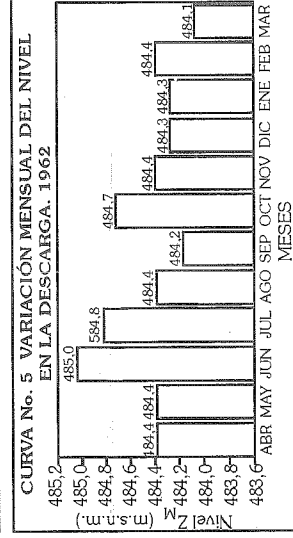
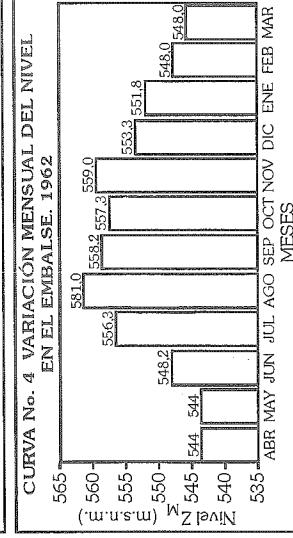
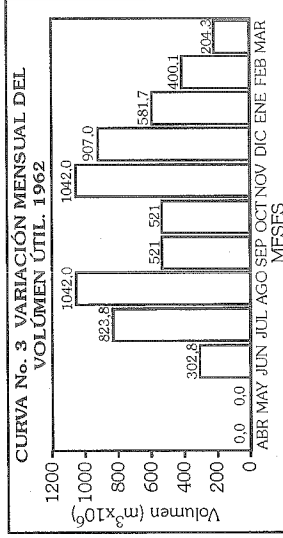
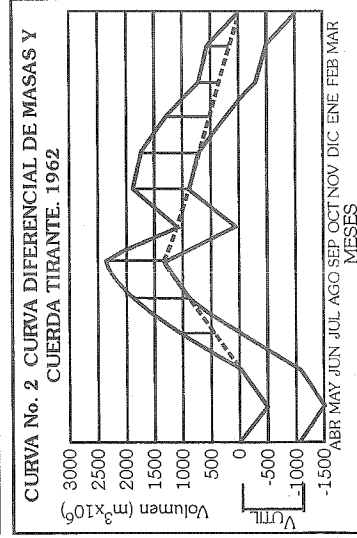
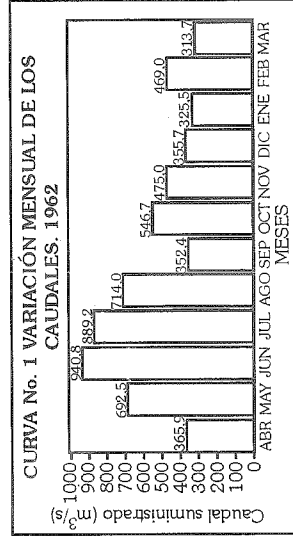
dT número de días del año.

Para 1962:

$$\begin{aligned} \overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = & \left(365,869 \frac{30}{365} + 691,891 \frac{31}{365} + 939,602 \frac{30}{365} + 866,748 \frac{31}{365} \right. \\ & + 710,915 \frac{31}{365} + 349,895 \frac{30}{365} + 546,669 \frac{31}{365} + 474,770 \frac{30}{365} + 365,421 \frac{31}{365} \\ & \left. + 324,864 \frac{31}{365} + 468,725 \frac{28}{365} + 313,679 \frac{31}{365} \right) = 535,490 \text{ m}^3/\text{s} \end{aligned}$$

Cuadro 3.8 Cuadro de simulación del embalse

		Caudales										Volúmenes			Áreas			Niveles		Pérd.de carga	Caídas			Eficiencia		Potencia	Energía		
	Mes	Caudal suminis- trado m³/s	Pérd. por evapora- ción m³/s	Pérd. por infiltración m³/s	Pérdi- das tota- les m³/s	Caudal disponible m³/s	Caudal regulado m³/s	Caudal sanitario m³/s	Caudal de vertimien- to m³/s	Caudal energéti- co m³/s	Caudal turbina- do m³/s	Volumen inicial m³ x 10 ⁶	Volumen final m³ x 10 ⁶	Volumen Medio m³ x 10 ⁶	Área Inicial km²	Área Final km²	Área Media km²	N. Aguas arriba Z.A-A m.s.n.m.	N. Aguas abajo Z. a-a m.s.n.m	Hf m	Bruta m	Neta m	Turbina η _T	Gene- rador η _T	P MW	E MWh	$f=\frac{m}{n+1}$	P MW	(Q ₁) ³ (m³/s) ³
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Año estudiado 1962	Abril	365,90	0,0	0,031	0,031	365,869	365,87	53,549	0	0	365,87	929	929	929	47,00	47,00	47,00	544,00	484,40	2,94	59,60	56,66	0,89	0,96	173,75	125,102,52	2,703	375,14	350.760.605
	Mayo	692,50	0,578	0,031	0,609	691,891	705,24	53,549	0	0	705,24	929	929	929	47,00	47,00	47,00	544,00	484,40	10,90	59,60	48,70	0,89	0,96	287,87	207,266,27	5,405	346,48	301.463.828
	Junio	940,60	0,967	0,031	0,998	939,602	670,52	53,549	0	0	670,52	929	1200	1064	47,00	60,00	53,00	548,20	485,00	9,85	63,20	53,35	0,89	0,96	299,83	215,878,26	8,108	299,83	301.463.828
	Julio	869,20	2,421	0,031	2,452	866,748	670,52	53,549	0	0	670,52	1200	1960	1580	60,00	71,00	66,00	556,30	484,80	9,85	71,50	61,65	0,89	0,96	346,48	249,463,82	10,811	296,96	301.463.828
	Agosto	714,00	3,054	0,031	3,085	710,915	670,52	53,549	0	0	670,52	1960	1971	1965	72,00	74,00	73,00	561,00	484,40	9,85	76,60	66,75	0,89	0,96	375,14	270,100,73	13,514	287,87	132.479.408
	Septiembre	352,40	2,474	0,031	2,505	349,895	472,22	53,549	0	0	472,22	1971	1780	1875	74,00	65,00	69,00	558,20	484,20	4,89	74,00	69,11	0,89	0,96	273,54	196,946,38	16,216	277,73	132.479.408
	Octubre	546,70	0	0,031	0,031	546,669	472,22	53,549	0	0	472,22	1780	1950	1865	65,00	70,00	67,50	557,30	484,70	4,89	72,60	67,71	0,89	0,96	268,00	192,956,73	18,919	275,91	132.479.408
	Noviembre	475,00	0,199	0,031	0,230	474,770	472,22	53,549	0	0	472,22	1950	1950	1950	70,00	70,00	70,00	559,00	484,40	4,89	74,60	69,71	0,89	0,96	275,91	198,656,24	21,622	273,54	105.301.154
	Diciembre	365,70	0,248	0,031	0,279	365,421	472,22	53,549	0	0	472,22	1950	1630	1790	70,00	65,00	67,50	553,30	484,30	4,89	69,00	64,11	0,89	0,96	253,75	182,697,62	24,324	269,68	105.301.154
	Enero	325,50	0,605	0,031	0,636	324,864	472,22	53,549	0	0	472,22	1630	1300	1465	65,00	53,00	59,00	551,80	484,30	4,89	67,50	62,61	0,89	0,96	247,81	178,422,99	27,027	268,00	105.301.154
	Febrero	469,00	0,244	0,031	0,275	468,725	472,22	53,549	0	0	472,22	1300	1200	1250	53,00	53,00	53,00	548,00	484,40	4,89	63,60	58,71	0,89	0,96	232,37	167,308,96	29,730	258,17	105.301.154
	Marzo	313,70	0	0,031	0,031	313,679	472,22	53,549	0	0	472,22	1200	929	1064	53,00	47,00	50,00	546,00	484,10	4,89	61,90	57,01	0,89	0,96	225,64	162,464,38	32,432	253,75	105.301.154
																									ETOTAL 2.341.264,88				
Año estudiado 1963	Abril	532,70	0	0,031	0,031	532,669	440,34	37,090	0	0	440,34	929	1150	1040	47,00	48,50	47,70	544,50	484,30	4,25	60,20	55,95	0,89	0,96	206,50	148,679,46	35,135	248,21	105.301.154
	Mayo	569,70	0,578	0,031	0,609	569,091	440,34	37,090	0	0	440,34	1150	1400	1275	48,50	59,00	53,80	548,50	484,40	4,25	64,10	59,85	0,89	0,96	220,89	159,043,17	37,838	247,81	105.301.154
	Junio	508,30	0,967	0,031	0,998	507,302	440,34	37,090	0	0	440,34	1400	1600	1500	59,00	62,00	60,50	553,00	484,30	4,25	68,70	64,45	0,89	0,96	237,87	171,267,04	40,541	247,40	97.101.313
	Julio	521,40	2,421	0,031	2,452	518,948	440,34	37,090	0	0	440,34	1600	1700	1650	62,00	68,00	65,00	555,80	484,30	4,25	71,50	67,25	0,89	0,96	248,21	178,707,66	43,243	237,87	87.404.247
	Agosto	494,40	3,054	0,031	3,085	491,315	440,34	37,090	0	0	440,34	1700	1971	1835	68,00	74,00	71,00	558,50	484,30	4,25	74,20	69,95	0,89	0,96	258,17	185,882,54	45,964	232,37	85.381.625
	Septiembre	284,10	2,474	0,031	2,505	281,595	351,61	37,090	0	0	351,61	1971	1750	1860	74,00	67,00	70,00	558,30	484,10	2,90	74,20	71,30	0,89	0,96	210,13	151,291,14	48,649	225,64	85.381.625
	Octubre	204,50	0	0,031	0,031	204,469	351,61	37,090	0	0	351,61	1750	1350	1550	67,00	57,50	62,30	554,00	484,00	2,90	70,00	67,10	0,89	0,96	197,75	142,379,18	51,315	220,89	85.381.625
	Noviembre	536,80	0,199	0,031	0,230	536,570	351,61	37,090	0	0	351,61	1350	1800	1575	57,50	68,50	63,00	554,50	484,40	2,90	70,10	67,20	0,89	0,96	198,04	142,591,37	54,054	213,43	85.381.625
	Diciembre	371,70	0,248	0,031	0,279	371,421	351,61	37,090	0	0	351,61	1800	1971	1885	68,50	74,00	71,20	558,80	484,30	2,90	74,50	71,60	0,89	0,96	211,01	151,927,71	56,757	211,01	85.381.625
	Enero	172,60	0,605	0,031	0,636	171,964	280,90	37,090	0	0	280,90	1971	1600	1785	74,00	64,00	69,00	557,50	484,00	1,73	73,50	71,77	0,89	0,96	168,98	121,662,69	59,459	210,13	66.733.679
	Febrero	141,10	0,244	0,031	0,275	140,834	280,90	37,090	0	0	280,90	1600	1200	1400	64,00	50,50	57,30	552,50	484,00	1,73	68,50	66,77	0,89	0,96	157,20	113,186,82	62,162	206,50	48.975.672
	Marzo	121,90	0	0,031	0,031	121,869	280,90	37,090	0	0	280,90	1200	929	1064	50,50	47,00	48,70	546,70	484,00	1,73	62,70	60,97	0,89	0,96	143,55	103,354,81	64,865	203,61	43.469.401
																									ETOTAL 1.769.973,59				
Año estudiado 1964	Abril	447,70	0	0,031	0,031	446,669	459,63	40,176	0	0	459,63	929	1000	964	47,00	48,50	47,70	544,2	484,30	4,50	59,90	55,4	0,89	0,96	213,43	153,667,09	67,568	201,67	43.469.401
	Mayo	420,90	0,578	0,031	0,609	420,291	405,62	40,176	0	0	405,62	1000	929	964	48,50	47,00	47,70	544,2	484,20	3,95	60,00	56,05	0,89	0,96	190,56	137,201,14	70,270	201,12	43.469.401
	Junio	736,90	0,967	0,031	0,998	735,902	509,78	40,176	0	0	509,78	929	1300	1114	47,00	59,00	45,00	548,00	484,70	5,40	63,30	57,9	0,89	0,96	247,40	178,124,68	72,973	198,04	43.469.401
	Julio	644,6																											



NOTA: La curva de calibración de la descarga se muestra en la figura 3.48; la curva de capacidad del embalse aparece en la figura 3.49 y la curva de duración de potencias mensuales se muestra en la figura 3.62.

Figura 3.60 Curvas correspondientes a la simulación de la operación del proyecto Betania (ver cuadro 3.8)

De la misma forma, se obtiene:

Para 1963; $\overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = 370,901 \text{ m}^3/\text{s}$

Para 1964; $\overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = 401,759 \text{ m}^3/\text{s}$

El cuadro para calcular las ordenadas de la curva diferencial de masas se muestra a continuación:

Año	Mes	Días	Q i m³/s	Qi - $\overline{Q}_{\text{POND}}$ m³/s	$\Delta \text{ ti (Qi - } \overline{Q}_{\text{POND}})$ m³	$\Sigma \Delta \text{ ti (Qi - } \overline{Q}_{\text{POND}})$ m³
1962	A	30	365,869	-169,621	-439.657.752,7	-439.657.752,7
	M	31	691,891	+156,401	+418.904.313,7	-20.753.439,0
	J	30	939,602	+404,112	+1.047.458.183,0	+1.026.704.744,0
	J	31	866,748	+331,258	+887.241.302,5	+1.913.946.047,5
	A	31	710,915	+175,429	+469.858.195,3	+2.383.804.242,8
	S	30	349,895	+185,595	-481.062.360,7	+1.092.741.881,0
	O	31	546,669	+11,179	+29.941.708,9	+1.932.683.590,0
	N	30	474,770	-60,720	-157.386.360,7	+1.775.297.229,0
	D	31	365,421	-170,069	-455.512.934,3	+1.319.784.295,0
	E	31	324,864	-210,626	-564.140.803,1	+755.643.491,9
	F	28	468,725	-66,765	-161.518.000,7	+594.125.491,2
	M	31	313,679	-221,821	-594.125.491,1	+0,08
$\overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = 535,4908959$						
1963	A	30	532,669	+161,768	+419.303.456,3	+419.303.456,3
	M	31	569,091	+198,190	+530.832.922,9	+950.136.379,2
	J	30	507,302	+136,401	+353.552.192,3	+1.303.688.571,0
	J	31	518,948	+148,047	+396.529.911,7	+1.700.218.488,0
	A	31	491,315	+120,414	+322.517.684,5	+2.022.736.168,0
	S	30	281,595	-89,306	-231.480.351,7	+1.791.255.816,0
	O	31	204,469	-166,432	-449.770.641,9	+1.345.485.174,0
	N	30	536,570	+165,169	+429.414.848,3	+1.744.900.022,0
	D	31	371,421	+0,520	+1.393.594,9	+1.776.293.617,0
	E	31	171,964	-198,937	-532.832.033,9	+1.243.461.584,0
	F	28	140,834	-230,867	-576.455.101,6	+667.006.481,9
	M	31	121,869	-249,032	-667.006.481,9	+0,08
$\overline{Q}_{\text{PONDERADO}} = 370,90$						
1964	A	30	446,669	-42,910	+111.223.202,9	+111.223.202,9
	M	31	420,291	+18,532	+49.636.607,8	+160.859.810,7
	J	30	735,902	+334,143	+866.099.138,9	+1.026.958.950,0
	J	31	641,748	+239,989	+642.787.036,6	+1.669.745.986,0
	A	31	561,815	+160,056	+428.694.489,4	+2.098.440.476,0
	S	30	443,795	+42,036	+108.957.794,9	+2.207.398.270,0
	O	31	295,169	-106,590	-285.490.157,0	+1.291.908.113,0
	N	30	372,940	-28,789	-74.620.605,1	+1.847.287.508,0
	D	31	333,921	-67,838	-181.969.800,2	+1.665.590.708,0
	E	31	231,364	-170,395	-456.385.469,0	+1.209.205.239,0
	F	28	121,126	-280,634	-678.909.322,1	+530.295.916,9
	M	31	203,769	-197,900	-530.299.917,0	-0,09

Δti segundos de cada mes

11. Se construye una segunda curva diferencial de masas, paralela a la anterior (idéntica) pero a una distancia vertical de la primera igual al valor del volumen útil, determinado en el numeral 4.

El volumen útil es de 1042 Mm³, el cual es la distancia vertical entre las dos curvas diferenciales de masas que se muestran en la (Figura 3.60). De estas, se construye un par de curvas para cada año, curva 2 de la (Figura 3.60).

12. Se construye la curva de los caudales regulados o curva de consumo, de acuerdo al método de la "cuerda tirante". En la curva 2 de la (Figura 3.60), la "cuerda tirante" aparece a trazos entre las dos curvas diferenciales de masas. Utilizando esta línea a trazos se puede establecer el caudal regulado cada mes, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Q_{\text{REG},i} = \tan \alpha_i + \bar{Q}_{\text{POND}}$$

Donde:

$\tan \alpha_i$ es la tangente del ángulo de inclinación de la cuerda en el mes, i .
 $\bar{Q}_{\text{POND}}$ es el caudal medio del año que se simula.

$$\tan \alpha_i = \frac{V_f - V_i}{\Delta t}$$

Donde:

V_f volumen final del mes.

V_i volumen inicial del mes.

Δt segundos del mes = 86.400 * N días del mes. Se asumen meses de 30 días;

$\Delta t = 2.592.000$ s.

Los valores de los caudales regulados establecidos, se escriben en la columna del cuadro de simulación (cuadro 3.8).

13. A los caudales regulados se debe restar, mes por mes, los caudales requeridos para otros usos diferentes a la generación. En el caso del proyecto Betania, se decidió que todos los caudales regulados se turbinarán debido a que no existen otros usuarios. Se asume un caudal sanitario igual al 10% del caudal medio anual de cada año simulado. En este caso no se resta del caudal regulado debido a que se trata de un proyecto pie de presa, pero se escribe en la columna 8 del cuadro de simulación, sólo para tomarlo en cuenta cuando se realice el cálculo de la potencia confiable por medio de una regulación diaria restringida. Debido a que no se presentaron vertimientos, en la columna 9 del cuadro de simulación se escriben ceros. Se asume que se presentan vertimientos cuando el caudal regulado es superior a 2.5 veces el caudal medio del río. En este caso tendrían que presentarse caudales superiores a $2.5 * 473 = 1.182 \text{ m}^3/\text{s}$, lo cual nunca se observó en la columna 7. Esto no quiere decir que durante las crecientes no se produzcan grandes vertimientos en el río Magdalena, que pueden alcanzar varios millones de metros cúbicos.

Cálculo de los caudales regulados

Año	Mes	Vi Mm ³	Vf Mm ³	Δt s.	$\tan \alpha$ m ³ /s	Q _{REGULADO} m ³ /s
1962	A	0	-440	2.592.000	-169,75	365,87
	M	-440	0	2.592.000	+169,75	705,24
	J	0	350	2.592.000	+135,03	670,52
	J	350	700	2.592.000	+135,03	670,52
	A	700	1.050	2.592.000	+135,03	670,52
	S	1.164	1.000	2.592.000	-63,27	472,22
	O	1.000	836	2.592.000	-63,27	472,22
	N	836	672	2.592.000	-63,27	472,22
	D	672	508	2.592.000	-63,27	472,22
	E	508	344	2.592.000	-63,27	472,22
	F	344	180	2.592.000	-63,27	472,22
	M	180	0	2.592.000	-63,27	472,22
1963	A	0	180	2.592.000	+69,44	440,34
	M	180	360	2.592.000	+69,44	440,34
	J	360	540	2.592.000	+69,44	440,34
	J	540	720	2.592.000	+69,44	440,34
	A	720	900	2.592.000	+69,44	440,34
	S	900	850	2.592.000	-19,29	351,61
	O	850	800	2.592.000	-19,29	351,61
	N	800	750	2.592.000	-19,29	351,61
	D	750	700	2.592.000	-19,29	351,61
	E	700	466.7	2.592.000	-90,00	280,90
	F	466.7	233.3	2.592.000	-90,00	280,90
	M	233.3	0	2.592.000	-90,00	280,90
1964	A	0	150	2.592.000	+57,87	459,63
	M	150	160	2.592.000	+3,86	405,62
	J	160	440	2.592.000	+108,02	509,78
	J	440	720	2.592.000	+108,02	509,78
	A	720	1.000	2.592.000	+108,02	509,78
	S	1.000	1.109	2.592.000	+42,03	443,79
	O	1.109	924.2	2.592.000	-71,30	330,46
	N	924.2	739.3	2.592.000	-71,30	330,46
	D	739.3	554.5	2.592.000	-71,30	330,46
	E	554.5	369.7	2.592.000	-71,30	330,46
	F	369.7	148.8	2.592.000	-71,30	330,46
	M	148.8	0	2.592.000	-71,30	330,46

De la misma manera, en la columna 10 del cuadro de simulación, se escriben ceros, dado que no existen caudales no energéticos. Esto quiere decir que en la columna 11 del cuadro de simulación, correspondiente a los caudales turbinados, se escriben los mismos valores de los caudales regulados de la columna 7.

En cada proyecto se debe investigar si existen o no caudales no energéticos, sanitarios, vertimientos, etc.

14. Se determina el tipo de regulación que permite realizar el embalse con el volumen útil del numeral 4, utilizando el concepto de coeficiente de capacidad del embalse :

$$\beta = \frac{V_{\text{ÚTIL}}}{V_{\text{ANUAL RIO}}} = \frac{1.042.000.000}{473 * 86.400 * 356} = 0,070$$

Como se ve, el embalse permite una regulación anual parcial bastante baja, convirtiéndose prácticamente en un proyecto a filo de agua. Esto a pesar de que Betania posee uno de los embalses más grandes del país, sin embargo, para los requerimientos de regulación del río Magdalena, este embalse es pequeño. Esto quiere decir que no se puede juzgar sobre el tamaño de un embalse por el valor absoluto de su volumen, sino por su relación respecto a la escorrentía anual del río que desea regular.

15. Se calculan las variaciones del volumen útil con el tiempo y se grafican abajo de la curva diferencial de masas.

En la curva 2 de la (Figura 3.60), el volumen útil es en valor absoluto, la distancia vertical en la curva diferencial de masas superior y la cuerda tirante. Para seguir las variaciones de este volumen, se calcula al principio y al final de cada mes. Lo más práctico es sumar el volumen útil o efectivo, el volumen muerto (929 Mm³) para obtener el volumen total del embalse en un mes determinado, el cual se usa para encontrar la cota del agua en el embalse usando la curva de capacidad. Así, en la columna 12 del cuadro de simulación se escribe el volumen total el primer día de cada mes, en la columna 13 se escribe el volumen total el último día de cada mes y en la columna 14 se escribe el promedio de estos dos valores, lo cual representa el volumen medio para ese período mensual. Por ejemplo, el primer día del mes de noviembre de 1962 en la curva 2 de la (Figura 3.60), se lee una distancia vertical entre la curva diferencial de masas y la cuerda tirante, es decir, un volumen útil de 1.021 Mm³, que sumados al volumen muerto de 929 Mm³ da un volumen total de 1.950 Mm³ el cual se escribe en la columna 12 del cuadro de simulación. Para el último día se obtiene el mismo valor y por lo tanto el promedio es el mismo.

Los valores de los volúmenes útiles calculados se representan en la curva 3 de la (Figura 3.60).

Utilizando la curva de capacidad de la (Figura 3.60), se calcula el área del espejo del embalse, la cual se escribe en las columnas 15, 16 y 17 del cuadro de simulación en la misma secuencia de los volúmenes.

16. A partir de las variaciones del volumen graficadas de acuerdo al numeral anterior, se determinan las variaciones de la cota del agua en el embalse utilizando la curva volumen - profundidad de la (Figura 3.5).

Estos niveles, mes por mes, se muestran en la curva 4 de la (Figura 3.60) y sus valores se escriben en la columna 18 del cuadro de simulación (Cuadro 3.8).

17. Siguiendo la misma secuencia, se grafican las variaciones del nivel aguas abajo a partir de los caudales turbinados y utilizando la curva de calibración del río en el sitio de entrega de los caudales, la cual se muestra en la Figura 3.60. En la curva 5 de la (Figura 3.60), se muestran esos niveles y sus valores se escriben en la columna 19 del cuadro de simulación.

18. Mes por mes se toma el nivel en el embalse y se le resta el nivel aguas abajo para obtener el valor de la caída bruta en cada caso. Estos valores se muestran en la curva 6 de la (Figura 3.60) y se escriben en la columna 21 del cuadro de simulación.

19. Para cada mes se calculan las pérdidas de carga, considerando el caudal turbinado de cada mes y las dimensiones de la captación y las conducciones determinadas en forma preliminar en el numeral 3. Inicialmente, se consideran sólo las pérdidas por conducción por ser las más significativas. En su cálculo se usa la fórmula en Chezy con el coeficiente de Manning:

$$h_L = \frac{Q_T^2}{K^2} L$$

Donde:

h_L pérdidas por longitud.

Q_T caudal turbinado cada mes.

L longitud de la conducción.

K factor de capacidad hidráulica.

$$K = AC \sqrt{R}$$

Donde:

A área de la sección transversal de la conducción.

C coeficiente de Chezy.

$$C = \frac{1}{n} R^{1/6}$$

Donde:

n coeficiente de rugosidad de Manning.

R radio hidráulico de la conducción.

La conducción está compuesta por cuatro conductos, los cuales poseen un tramo inicial en túnel circular de 8.50 m de diámetro y 390 m de longitud, seguido por una tubería blindada de carga de 6 metros de diámetro en promedio y 126 metros de longitud.

Ejemplo: las pérdidas para el mes de septiembre de 1962 serán:

$$\text{caudal turbinado} \quad Q_T = 472,22 \text{ m}^3/\text{s}$$

a - Pérdidas en el túnel:

$$\text{área} = \pi D^2/4 = 3,1416 * 8,5^2/4 = 56,74 \text{ m}^2$$

$$\text{radio hidráulico } R = D/4 = 8,5/4 = 2,13 \text{ m.}$$

$$\text{coeficiente de Manning } n = 0,014$$

$$\text{coeficiente de Chezy } C = \frac{1}{n} = \frac{1}{0,014} * 2,12^{1/6} = 81,02$$

$$\text{factor de capac. hidráulica } K = AC \sqrt{R} = 56,74 * 80,96 \sqrt{2,13} = 6704,24$$

$$h_L = \frac{Q^2}{K^2} L = \frac{472,22^2}{6704,24^2} * 390 = 1,93 \text{ m.}$$

b - Pérdidas del conducto de carga:

$$\text{área} = \pi D^2/4 = 3,1416 * 6^2/4 = 28,27 \text{ m}^2$$

$$\text{radio hidráulico } R = D/4 = 6/4 = 1,50 \text{ m.}$$

$$\text{coeficiente de Manning } n = 0,012$$

$$\text{coeficiente de Chezy } C = \frac{1}{n} R^{1/6} = \frac{1}{0,012} * 1,50^{1/6} = 89,16$$

$$\text{factor de capacidad hidráulica } K = AC \sqrt{R} = 28,27 * 89,16 \sqrt{1,5} = 3087,03$$

$$h_L = \frac{Q^2}{K^2} L = \frac{472,22^2}{3087,03^2} * 126 = 2,95 \text{ m.}$$

c - Pérdidas totales:

$$h_L = 1,93 + 2,95 = 4,88 \text{ m.}$$

Los valores de estas pérdidas totales se escriben en la columna 20 del cuadro de simulación y se restan a la caída bruta para obtener la caída neta cada mes. Este último valor se escribe en la columna 22 del cuadro de simulación.

20. Se calcula para cada mes el valor de la potencia de la central, teniendo en cuenta la eficiencia de la turbina y del generador. De acuerdo con la (Figura

3.18), se toma para la turbina, en forma preliminar una eficiencia de 0,89 y para el generador de 0,96. Cuando se realice la selección del equipo se deducirán los valores reales de las eficiencias que, en realidad, son variables. Estos valores se escriben en las columnas 23 y 24 del cuadro de simulación.

Así, la potencia cada mes se calcula como: (ver fórmula 3.12)

$$P_i = 9,81 \cdot Q_{\text{TURB}} \cdot H_N \cdot \eta_T \cdot \eta_G$$

Por ejemplo, para el mes de abril de 1962, se tiene:

$$P_i = 9,81 * 365,87 * 56,66 * 0,89 * 0,96 = 173.753,52 \text{ kW.}$$

Los valores de las potencias se muestran en la curva 7 de la (Figura 3.60) y se escriben en la columna 25 del cuadro de simulación del embalse.

21. Para cada mes se calcula la producción de energía media, multiplicando la potencia respectiva por las horas del mes (720 horas). Estas energías se escriben en la columna 26 del cuadro de simulación. La energía media anual se obtiene sumando la energía de todos los 12 meses de cada año simulado y su valor se escribe al final de la columna 26 para cada año.

22. Los valores mensuales de las potencias calculadas se ordenan de mayor a menor y se escriben en la columna . Para cada una de estas se calcula la probabilidad de excedencia de acuerdo con la expresión:

$$f = \frac{m}{n + 1}$$

m número de orden de cada miembro, de 1 a 36, dado que se simularon 3 años.

n número de miembros de la serie de potencias $n = 36$ debido a que se simularon 3 años.

La probabilidad de excedencia f se escribe en la columna 27.

Con estos dos últimos valores se construye la curva de duración de las potencias mensuales de la central. Esta curva se muestra en la (Figura 3.62).

23. Aquí termina el proceso de simulación, cuyos cálculos y curvas se muestran en la (Figura 3.60) y en el cuadro 3.8.

Como primer resultado, se tiene que en 1962 la central puede producir una energía de 2.347.264,88 MW/hora; en 1963 produce 1.769.973,59 MW hora y en 1963 produce 1.917.651,05 MW hora, lo cual da un promedio de 2.011.629,84 MWhora. Se considera que ésta es la energía mínima anual que puede producir la central, puesto que se simuló un período que incluye el año más seco de toda la serie disponible de caudales.

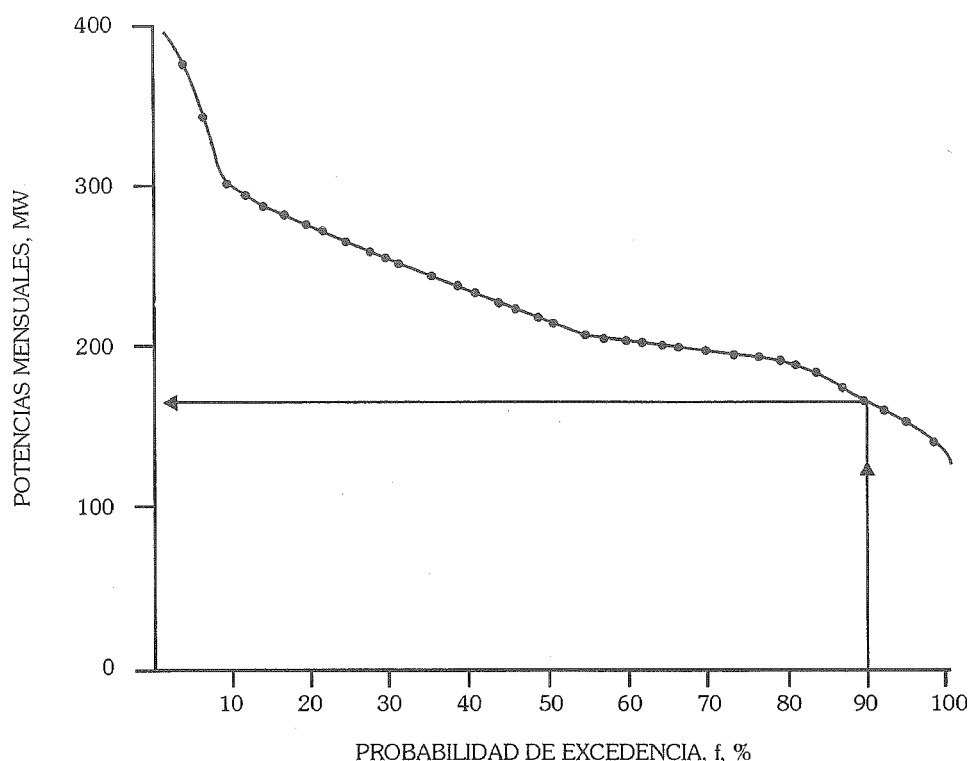


Figura 3.62 Curva de duración de las potencias mensuales de los 3 años simulados

24. Con ayuda de la curva de duración de las potencias, se determina el valor de la potencia continua. Se acepta que la potencia continua es aquella que tiene el 90% de probabilidad de ser excedida. Entrando con el 90% en la curva de la (Figura 3.60), se obtiene que la potencia continua es:

$$P_{\text{CONT}} = 169,50 \text{ MW}$$

25. Se construye la curva de energía a partir del gráfico de carga diaria del sistema ICEL, al cual corresponde el proyecto Betania. Se toma el gráfico del año 1988 que fue la fecha en la cual entró a operar el proyecto con toda la potencia de su primera etapa. Para épocas posteriores, se supone que entrarán nuevas centrales a participar en el cubrimiento de los picos.

El gráfico de carga diaria del sistema ICEL (hoy IPSE) para el año 1988 y la línea de energía se muestran en la (Figura 3.51). Esta línea de energía se construye calculando el área bajo la curva del gráfico de carga diaria para diferentes potencias. Para el efecto, se trazan líneas horizontales en el gráfico de carga diaria y se calcula el área de las franjas definidas por esas horizontales. El cálculo de las áreas, es decir, de las energías se muestra en el siguiente cuadro:

Potencia P, MW	Tiempo t, horas	Energía $E = p * t$, MWh	Energía acumulada $E = \sum p * t$, MWh
420	24	10.080	10.080
500	20	1.666	11.746
583,3	18	1.500	13.246
666,6	16	1.330	14.576
749,9	13	1.080	15.656
833,2	10	830	16.486
916,5	5,5	460	16.946
999,8	2,5	210	17.156
1.080	1,6	130	17.286

26. Se calcula la energía continua diaria de la central como:

$$E_{\text{CONT}} = P_{\text{CONT}} * 24 \quad (\text{MWh})$$

$$E_{\text{CONT}} = 169,5 * 24 = 4.068 \text{ MWh}$$

ver numeral 24.

27. Con el fin de obtener el valor de la potencia instalada de la central, se define inicialmente la potencia confiable que es una de sus componentes:

$$P_{\text{INSTALADA}} = P_{\text{CONFIABLE}} + P_{\text{COMPLEMENTARIA}} + P_{\text{RESERVA}}$$

Para eso se usa la curva de energía y el gráfico de carga diaria, teniendo en cuenta que el proyecto debe hacer una regulación diaria con restricciones. Esta restricción consiste en que en la central, se debe turbinar como mínimo el caudal sanitario que asegura que el río Magdalena nunca quedará seco en el tramo de aguas abajo de la central. Como caudal sanitario se adopta el 10% del caudal medio multianual del río, es decir, $Q_{\text{SAN}} = 47.30 \text{ m}^3/\text{s}$.

Se calcula luego la potencia producida por el caudal sanitario. A esa potencia se le denomina potencia base, debido a que la central debe operar permanentemente con ella, como mínimo:

$$P_{\text{BASE}} = 9,81 * Q_{\text{SAN}} H_N \eta_U$$

Donde:

Q_{SAN} caudal sanitario, $Q_{\text{SAN}} = 47,30 \text{ m}^3/\text{s}$

H_N es la caída de diseño o caída nominal de la central.

Como los generadores se diseñan generalmente para operar en una sobrecarga continua del 15% sin un aumento excesivo de su temperatura y, como las turbinas por lo general producen un 5% más de su potencia que la garantizada con la caída máxima, el generador y la turbina se seleccionaron para trabajar conjuntamente bajo esas condiciones. Para cumplir con estos requisitos, la caída de diseño o nominal de la turbina, se estableció como el 97% de la caída máxima; es decir, se toma la caída neta máxima del cuadro de simulación igual a 73,51 m, correspondiente al mes de octubre de 1964 y se multiplica por 0,97:

$$H_N = 0,97 * 73,51 = 71,3 \text{ m}$$

Se toma $H_{H,DIS} = 72 \text{ m}$

η_u eficiencia de la unidad; $\eta_u = 0,85$

De tal manera:

$$P_{BASE} = 9,81 * 47,3 * 72 * 0,85 = 28.397,6 \text{ kW}$$

$$P_{BASE} = 28,4 \text{ MW}$$

Por lo tanto, en la base del gráfico de carga de la (Figura 3.51) se ubica este valor de la potencia base que será cubierta por la central. De la misma forma se calcula la energía base:

$$E_{BASE} = P_{BASE} * 24$$

$$E_{BASE} = 28,4 * 24 = 681,6 \text{ MWh}$$

La parte restante $E_{PICO} = E_{CONT} - E_{BASE}$ se ubica en el pico de la producción diaria en el gráfico de carga diaria:

$$E_{PICO} = 4.068 - 681,6 = 3.386,4 \text{ MWh}$$

La energía pico se plotea a la izquierda del punto que corresponde a la máxima producción del gráfico de carga en la curva de energía (punto d de la Figura 3.51).

En el eje de las abscisas se obtiene la ubicación del punto c a partir del cual se traza una vertical hasta la intersección con la curva de energía. El tramo de la ordenada entre el punto de intersección y la horizontal trazada a través del máximo de la línea de energía es igual a la potencia pico de la central.

De acuerdo con la (Figura 3.51); $P_{PICO} = 450 \text{ MW}$.

a. La potencia confiable de la central será:

$$\begin{aligned} P_{\text{CONF}} &= P_{\text{BASE}} + P_{\text{PICO}} \\ P_{\text{CONF}} &= 28,4 + 450 = 478,4 \text{ MW} \\ P_{\text{CONF}} &= 478,4 \text{ MW} \end{aligned}$$

El régimen de operación de la central hidroeléctrica se determina con el gráfico total que caracteriza la variación de la carga diaria con una operación en la parte pico y en la base del gráfico de carga. (Figura 3.51).

b. Se calcula la potencia complementaria, teniendo en cuenta los costos anuales de las estructuras que se deben ampliar para incrementar la potencia, lo mismo que el ahorro anual de combustible en las centrales térmicas, cuando éstas paran debido al uso de la potencia complementaria en la central hidroeléctrica. Para entender este cálculo, se remite al lector al parágrafo dedicado a la potencia complementaria.

En consecuencia, en primer lugar, se determina el costo del incremento de la potencia en la central hidroeléctrica. En este análisis todos los costos están referidos a julio de 1988. De acuerdo con la experiencia de construcción de centrales hidroeléctricas en Colombia, se usa un costo de US\$ 230 por cada kilovatio instalado por concepto del conjunto de obras de generación que incluyen la bocatoma, conducciones, equipo de generación y casa de máquinas. Por este concepto, el incremento a costos, expresado como costo anual en valor presente es:

$$\Delta E_{\text{CHE}} = (E_{\text{H}} * \alpha_1) \Delta K_{\text{CHE}}^1$$

E_{H} es un coeficiente normativo de la efectividad relativa de las inversiones. Se toma $E_{\text{H}} = 1.00$

α_1 factor de recuperación de capital:

$$\alpha_1 = \text{f.r.c.} = \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

i tasa anual de interés, $i = 0,12$.

n vida útil del proyecto; $n = 50$ años.

$$\alpha_1 = \text{f.r.c.} = \frac{(1+0,12)^{50} * 0,12}{(1+0,12)^{50} - 1} = 0,12$$

ΔK_{CHE} costo por kilovatio instalado de las obras de generación mencionadas, $\Delta K_{\text{CHE}} = \text{US\$ } 230$.

$$\Delta E_{\text{CHE}} = (1,00 * 0,12) 230 = \text{US\$ } 27,60$$

ΔE_{CHE} es el costo anual por cada kilovatio incremental o adicional en la central hidroeléctrica

La economía de combustible equivalente (petróleo equivalente) en el sistema eléctrico ΔB_T (t/año) al introducir la potencia complementaria es:

$$\Delta B_T = \frac{\Delta E_{\text{COMP}} K_1 q_T}{1.000}$$

ΔE_{COMP} incremento de energía al aumentar la potencia complementaria.
 K_1 es un coeficiente que considera el incremento de gasto de energía en la central térmica para sus propias necesidades, en comparación con las hidroeléctricas y se toma entre 1,02 y 1,04. Se asume $K_1 = 1,03$.

q_T es el consumo (unitario) de combustible equivalente en la producción de 1 kilovatio hora de energía por parte de la central térmica. En promedio, se consumen 0,35 kg de combustible equivalente para producir 1 kWh.

$$\Delta B_T = \frac{\Delta E_{\text{COMP}} * 1,03 * 0,35}{1.000} = 0,00036 \Delta E_{\text{COMP}}$$

$$\Delta B_T = 0,00036 * \Delta E_{\text{COMP}}$$

La disminución de los costos en las centrales térmicas de sistema será:

$$\Delta E_{\text{TER}} = (E_H K_{\text{T.B.}} + I_{\text{T.B.}}) \Delta B_T$$

Donde:

$K_{\text{T.B.}}$

$I_{\text{T.B.}}$

son correspondientemente las inversiones y los costos anuales del combustible por tonelada.

Tomando $E_H = 1$; para julio de 1988, el valor total de la tonelada de combustible equivalente es:

$$(E_H K_{\text{T.B.}} + I_{\text{T.B.}}) = \text{US\$ } 21,50 / t$$

De tal forma:

$$\Delta E_{\text{TER}} = 21,50 * 0,00036 * \Delta E_{\text{COMP}}$$

$$\Delta E_{\text{TER}} = 0,0077 * \Delta E_{\text{COMP}}$$

ΔE_{COMP} - se expresa en kWh

Con estos datos se construyen las curvas de la (Figura 3.63). Los costos anuales debidos al incremento de la potencia complementaria en la central hidroeléctrica, se obtienen multiplicando el costo anual por cada kilovatio adicional ΔE_{CHE} por la potencia complementaria en cada etapa, es decir:

$$E_{\text{CHE}} = \Delta P_{\text{COMP}} * \Delta E_{\text{CHE}}$$

En el siguiente cuadro se muestran esos valores:

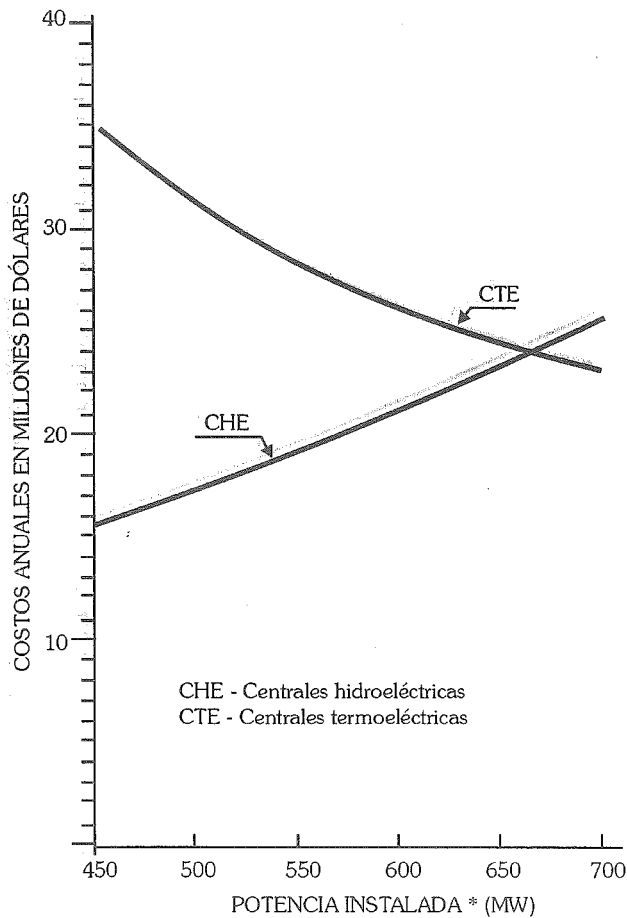
ΔP_{COMP} kW	ΔE_{CHE} US\$/kW	E_{CHE} US\$
450.000	35.00	15.750.000
500.000	35.00	17.500.000
550.000	35.00	19.250.000
600.000	35.00	21.000.000
650.000	35.00	22.750.000
700.000	35.00	24.500.000

Con los valores del cuadro anterior, se construye la curva de variación de los costos anuales en la central hidroeléctrica de la (Figura 3.63).

Para construir la curva de la variación del costo anual de combustible ahorrado se determina, inicialmente, el valor de la energía anual generada al hacer cada incremento de la potencia complementaria, utilizando el gráfico de carga diaria y la curva de energía de la (Figura 3.51).

Esos valores se muestran en el siguiente cuadro:

P_{COMP} MW	$E_{\text{COMP}}^{\text{DIARIA}}$ MWh/día	$E_{\text{COMP}}^{\text{ANUAL}}$ MWh/año	$\Delta E_{\text{COMP}}^{\text{ANUAL}}$ MWh/año
478.40	11.482	4.190.930	-
500	11.746	4.287.290	-96.360
550	13.000	4.745.000	-457.710
600	13.700	5.000.500	-255.500
650	14.300	5.219.500	-219.000
700	14.800	5.402.000	-182.500



* Incluye la potencia complementaria y la confiable

Figura 3.63

Se supone que cuando en la central hidroeléctrica se ha instalado sólo la potencia confiable, ésta producirá una determinada cantidad de energía anual, que si se quisiera producir en una central térmica, el combustible necesario para esto tendría un cierto costo. Si en la central hidroeléctrica se instala un valor adicional de potencia complementaria, eso quiere decir que en ese momento las centrales térmicas podrán disminuir la suya en un valor exactamente igual al incrementado en la hidroeléctrica y sus costos de operación bajarán en un valor igual al costo del combustible ahorrado. Por eso, al construir la curva de los decrementos de los costos en las térmicas, el primer punto que se plotea es la potencia confiable contra el costo del combustible necesario para producir la energía correspondiente a esa potencia. El siguiente punto será un primer valor de la potencia complementaria contra el costo inicial menos el costo del combustible ahorrado y así sucesivamente. En nuestro caso, la determinación de esos puntos se muestra en el siguiente cuadro:

P_{COMP} MW	$E_{\text{COMP}}^{\text{DIARIA}}$ MWh/año	$\Delta E_{\text{COMP}}^{\text{ANUAL}}$ MWh/año	ΔE_{TER} US\$	E_{TER} US\$
478.40	4.190.930	-	-	32.270.161
500	4.287.290	-96.360	-741.972	31.528.189
550	4.745.000	-457.710	-3.524.367	28.003.822
600	5.000.500	-255.500	-1.967.350	26.036.472
650	5.219.500	-219.000	-1.686.300	24.350.172
700	5.402.000	-182.500	-1.405.250	22.944.922

Explicación del cuadro anterior:

a. Los incrementos de energía ΔE_{COMP} se toman a partir de la energía producida por la potencia confiable que es igual a 478,40 MW.

b. El incremento de los costos en las centrales térmicas, es negativo ya que constituyen ahorro de combustible y por lo tanto producen una disminución de los costos en las térmicas.

c. El costo inicial de la energía en las centrales térmicas $E_{\text{TER}} = \text{US\$ } 32.270.161$ se obtuvo multiplicando la energía producida por la potencia confiable $E_{\text{COMP}}^{\text{ANUAL}} = 4.190.930$ por el costo unitario de la energía que es $\text{US\$ } 0,0077/\text{kWh}$.

Con los datos del cuadro anterior se construye, en la (Figura 3.63), la curva que representa la disminución de los costos en las centrales térmicas al aumentar la potencia complementaria en la central hidroeléctrica. Como se ve, las dos curvas se cruzan en un punto. A la izquierda de ese punto los costos de tener una determinada potencia son menores en la central hidroeléctrica que en la térmica y lo contrario sucede a la derecha del punto de cruce. Eso indica que el valor óptimo de la potencia instalada en la central es el correspondiente al punto común, debido a que hasta ese valor, es más barato disponer de una potencia complementaria en la central hidroeléctrica. En nuestro caso, la potencia instalada óptima, es decir, la potencia confiable más la complementaria es de 660 MW. c - se calcula la potencia de reserva.

Como se sabe, la potencia instalada debe incluir un porcentaje denominado potencia de reserva para cubrir déficit momentáneos por diferentes factores y asegurar un servicio óptimo a los consumidores.

Se asume una reserva por averías igual a 20 MW ($P_{\text{AV}} = 20 \text{ MW}$) que constituye aproximadamente el 2% de la carga máxima del sistema ICEL en 1988 (ver el párrafo dedicado a la potencia de reserva).

Por sobrecargas, por reparaciones y por superproducción, no se instala ninguna potencia en la central, dejando esta instalación para las demás centrales del sistema, incluyendo las térmicas.

De tal manera, se tiene que:

$$P_{RES} = P_{AV} + P_{SOB} + P_{REP} + P_{SUP}$$

$$P_{RES} = 20 + 0 + 0 + 0 + 0$$

$$P_{RES} = 20 \text{ MW}$$

d. La potencia instalada se obtiene sumando las potencias confiable, complementaria y de reserva.

$$P_{INST} = P_{CONF} + P_{COMP} + P_{RES}$$

$$P_{INST} = 478,4 + 181,6 + 20 = 680 \text{ MW}$$

$$P_{INST} = 680 \text{ MW}$$

Como se entiende, la potencia complementaria es la potencia instalada, (Figura 3.63) menos la potencia confiable, es decir:

$$P_{COMP} = 660 - 478,4 = 181,6 \text{ MW}$$

La potencia instalada anteriormente definida, es uno de los parámetros más importantes en una central hidroeléctrica. Para el valor obtenido, se seleccionaron cuatro unidades de generación, cada una con una potencia nominal de 170 MW. Sin embargo, se instalaron sólo tres unidades inicialmente en lo que se denomina como la primera etapa del proyecto, con una potencia instalada de 510 MW, dejando para el futuro la instalación de la cuarta unidad, para lo cual se dejaron todas las previsiones necesarias, incluyendo la captación, conducción y el espacio en la casa de máquinas.

28. Teniendo el valor de la potencia instalada, en su parte fundamental se terminan los estudios de generación de la central. La definición de los demás parámetros se deja como ejercicio al lector.

29. Tal como se explicó en el paso 27, la caída neta de diseño de la central es:

$$H_{DIS} = H_{N,DIS} = 72 \text{ m.}$$

30. Por último, se calcula el caudal de diseño:

$$Q_{DIS} = \frac{P_{INST}}{9,81 * H_{DIS} * \eta_T * \eta_G} \quad (\text{m}^3/\text{s})$$

Donde:

$$P_{\text{INST}} = 680 \text{ MW} = 680.000 \text{ kW}$$

$$H_{\text{DIS}} = 72 \text{ m.}$$

$$\eta_T = 0,89; \eta_T = 0,96$$

$$Q_{\text{DIS}} = \frac{680.000}{9,81 * 72 * 0,89 * 0,96} = 1.126,8 \text{ m}^3/\text{s}$$

Para la primera etapa, con 510 MW de potencia instalada, el caudal de diseño será:

$$Q_{\text{DIS}} = \frac{510.000}{9,81 * 72 * 0,89 * 0,96} = 845,1 \text{ m}^3/\text{s}$$

Si se toma aproximadamente el factor de planta como:

$$\text{F.P.} \approx \frac{\bar{Q}_{\text{RIO}}}{Q_{\text{DIS}}}$$

Para la primera etapa se tiene:

$$\text{F.P.} \approx \frac{473}{845,1} = 0,56$$

Para la etapa final:

$$\text{F.P.} \approx \frac{473}{1.126,8} = 0,42$$

El cálculo también se puede hacer al contrario: para un determinado factor de planta se puede determinar la potencia instalada correspondiente, evaluando previamente el caudal de diseño a través del caudal medio del río. Así, por ejemplo, para los factores de planta 0,4, 0,5 y 0,6, se tiene:

F.P.	Q_{DIS} m^3/s	P_{INST} MW
0,4	1.182,5	713,6
0,5	946,0	570,9
0,6	788,3	475,7

4 ESTRUCTURAS DE CAPTACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

4.1 DEFINICIÓN Y FUNCIONES

Las estructuras de captación son obras civiles ubicadas en los embalses, lagos, lagunas o corrientes naturales con el fin de tomar el agua que será utilizada en la producción de energía eléctrica. Es obvio que estas obras constituyen la cabecera o parte inicial de las conducciones.

La captación del agua se debe realizar en las mejores condiciones desde el punto de vista técnico, económico y ecológico. Considerando estos aspectos, dichas estructuras deben cumplir las siguientes funciones:

1. Garantizar un suministro de agua permanente del río o del embalse al usuario, de acuerdo con las exigencias de éste tanto en cantidad como en calidad.
2. Una operación planificada, en concordancia con las demás obras.
3. Evitar la entrada de sedimentos de fondo o de materiales flotantes y todo tipo de basura.
4. Evitar al máximo las pérdidas de carga a la entrada del flujo.
5. Garantizar el cierre total o parcial de la toma para realizar limpiezas, revisiones o reparaciones.
6. Permitir el acceso adecuado de personal entrenado para realizar diferentes labores especializadas.
7. Asegurar la defensa de la vida acuática, diseñando, por ejemplo, esclusas para el paso de peces, etc.

Las captaciones deben reunir todos los requisitos propios de las obras de ingeniería, es decir, deben ser estables, resistentes, duraderas y económicas. Deben contar con elementos de medición confiables; su construcción debe ser sencilla y su operación cómoda. Deben contar con los suficientes accesos e implementos de operación.

Unas dimensiones adecuadas y una operación apropiada permiten un suministro permanente, de acuerdo con la demanda. La ubicación a una cota suficientemente alta, evita la entrada de sedimentos que por su acción abrasiva, pueden desgastar o averiar las turbinas. El ingreso de material grueso y basura se evita por medio de rejillas. La configuración suave de la captación a la entrada garantiza un mínimo de pérdidas de carga. Las compuertas y/o válvulas ubicadas convenientemente permiten realizar una buena operación y hacen posible los cierres totales o parciales para efectuar las revisiones o regeneraciones. Un by-pass bien instalado permite una operación confiable desde el punto de vista de la hidráulica y de las presiones, cuando se trata de una toma a presión.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE CAPTACIÓN

El tipo y construcción de estas estructuras depende del esquema general del proyecto y de la ubicación de las demás obras y están condicionados, en alto grado por los factores naturales, dentro de los cuales los más decisivos son la topografía y las características geológicas del terreno. Obviamente, se deben considerar todos estos factores y buscar el mejor sitio para ubicar esta estructura y seleccionar el tipo de construcción que mejor encuadre dentro de estas condiciones y que permita un buen funcionamiento.

Las bocatomas o estructuras de captación se dividen en dos grandes grupos:

1. Estructuras de captación sumergidas o captaciones a presión.
2. Estructuras de captación superficiales o captaciones a flujo libre.

Las captaciones sumergidas o a presión (Figura 4.1) se utilizan en los embalses (artificiales o naturales) ya que en ellos se producen variaciones considerables en el nivel del agua durante su operación, desde el nivel máximo normal hasta el nivel mínimo de operación.

En este caso las captaciones superficiales no operan, ya que sólo funcionarían cuando el embalse esté al nivel máximo normal, lo cual es poco frecuente, debido a las mismas características de operación de las centrales hidroeléctricas que deben realizar desembalses frecuentes.

Es apenas natural que las captaciones sumergidas deban quedar por debajo del nivel mínimo de operación (Figura 3.8 y 4.1).

Las captaciones superficiales o a flujo libre se proyectan y construyen cuando en la zona de captación no se presentan grandes oscilaciones del nivel del agua, lo cual es típico en los proyectos de derivación. En este caso se tiene un esquema que contempla la construcción de una presa de muy baja altura que simplemente

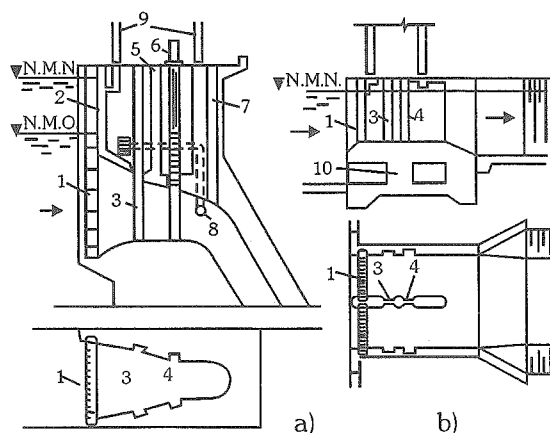


Figura 4.1 Tipos de estructuras de captación

a) captación sumergida; b) captación superficial. 1. Rejilla; 2. Muro anterior; 3. y 4. Guías de las compuertas de guarda y principal; 5. Muro intermedio; 6. Elevador hidráulico; 7. Tubo de aireación; 8. By pas; 9. Grúa de pórtico; 10. Trampa de gravas.

garantice un nivel mínimo en el río, para realizar la toma en cualquier época del año. La captación superficial se ubica en una de las márgenes del río y a un lado de la presa que no alcanza a formar un embalse de consideración. Esta captación también se puede construir en una de las márgenes del río, de tal manera que realice la toma del agua sin necesidad de una presa, en los casos en que ésta no se requiera. En la Figura 4.1b se muestra un ejemplo de captación superficial.

4.3 ESTRUCTURAS DE CAPTACIÓN SUMERGIDAS (CAPTACIÓN A PRESIÓN)

4.3.1 Equipo mecánico y elementos principales

Cuando se tienen embalses considerables, los materiales sólidos se sedimentan y por lo tanto la entrada de éstos a las captaciones es mínima, ya que la toma se realiza un poco por encima del nivel de sedimentación previsto al final de la vida útil del proyecto. Si se espera que un pequeño embalse se pueda colmar rápidamente, es necesario diseñar trampas de gravas o galerías especiales que desvíen los sedimentos de fondo o que permitan realizar su evacuación periódica, además, se deben construir desarenadores y otros implementos que permitan extraer los sólidos con el fin de defender las turbinas de su acción erosiva, (abrasiva).

Cualquiera que sea el tipo de construcción de las captaciones sumergidas, en general, deberán estar provistas de rejillas, compuertas principales y compuertas de guarda (para revisiones o reparaciones), mecanismos de elevación, mecanismos de limpieza de las rejillas, lo mismo que de tubos de aireación y conductos de nivelación de presiones llamados *by pas*. (Figura 4.1a).

Rejillas

Las rejillas se instalan directamente en la entrada del agua a la captación con la intención de retener los materiales más gruesos y todo tipo de basuras. Además, las rejillas mejoran notablemente las condiciones de operación de las compuertas y válvulas. Su limpieza se realiza por medio de mecanismos especiales. Sólo cuando las captaciones quedan demasiado sumergidas no se dejan mecanismos de limpieza de rejillas estacionarios. Las velocidades del agua al pasar las rejillas, en lo posible, deben ser pequeñas logrando así un mínimo de pérdidas de carga y por lo tanto de energía por concepto de entrada. Estas velocidades condicionan las principales características de las rejillas y las dimensiones de los mismos orificios de las captaciones. Además de lo anterior, las velocidades permisibles dependen de la profundización de las captaciones y de la cantidad de elementos flotantes o basura que potencialmente pueda llegar a ellas.

En las corrientes o embalses que potencialmente puedan transportar grandes cantidades de materiales gruesos y con bocatomas sumergidas bajo en nivel máximo normal, menos de 25 metros, la velocidad permisible del agua al pasar por las rejilla no debe sobrepasar de 1,00 m/s.

En las mismas condiciones pero con captaciones sumergidas por debajo del nivel máximo normal, en más de 25 metros, la máxima velocidad permisible es de 0,8 m/s siendo preferible diseñar con valores cercanos a 0.6 m/s. Mientras más posibilidades existan de atascamientos o taponamientos en las rejillas, más eficientes deberán ser los mecanismos de limpieza.

En ríos menos contaminados y más limpios, las velocidades permisibles en las rejillas pueden ser ligeramente aumentadas.

En las rejillas que no disponen de mecanismos de limpieza, las velocidades de diseño se deben tomar entre 0,25 y 0,50 m/s, cuando el agua en el embalse esté en el nivel mínimo de operación.

Dado que las captaciones se ubican siempre por debajo del nivel mínimo de operación, las posibilidades de atascamientos o de taponamientos son mínimas. Las rejillas se estudian en un capítulo especial (Figura 4.2).

Compuertas

En las captaciones se instalan compuertas principales y compuertas de guarda que deben operar durante averías y reparaciones o durante las revisiones. Es importante tener en cuenta que en las captaciones las compuertas no regulan los caudales sino que operan en casos extremos: las compuertas principales se usan en casos de avería o para reparaciones y las de guarda se usan durante las revisiones y reparaciones de las compuertas principales. (Los tipos de compuertas y sus funciones, lo mismo que los detalles de construcción se estudian en un capítulo especial).

Si el agua captada se conduce inmediatamente a una tubería superficial (que no es lo más frecuente), la compuerta principal debe ser de acción rápida, con mandos de operación locales y a control remoto; tanto manuales como automáticos, de modo que permitan un cierre rápido en caso de que la tubería sufra daños serios. Si se trata de una tubería embebida o de un túnel, no se requiere de compuertas de acción rápida ya que, en este caso, no existen tuberías que puedan explotar.

Las compuertas de guarda se instalan aguas arriba de las compuertas principales y se cierran con el agua quieta. Las compuertas planas deslizantes, generalmente se componen de varias secciones si su altura es considerable.

En muchos casos es posible utilizar las mismas guías para las compuertas de guarda y para las rejillas, de tal manera que éstas deben ser extraídas para instalar las compuertas. Por supuesto, esta solución no es muy recomendable por dificultades obvias de operación.

Cuando los orificios de las captaciones resultan de dimensiones considerables, se aconseja diseñar pilas intermedias y así el ancho de las compuertas y rejillas resulta mucho menor (Figura 4.1).

Mecanismos de elevación

Estos mecanismos se instalan en las captaciones para maniobrar las compuertas y las rejillas. Lo mejor es disponer de mecanismos estacionarios

para cada compuerta instalada. Cuando el número de orificios, es decir, de compuertas es considerable, resulta más racional utilizar mecanismos movibles para operar todas las compuertas, una después de otra. El transporte de las compuertas a las salas o áreas de montaje de reparación, se realiza con grúas de pórtico. En algunos casos es posible utilizar puente-grúas con estos propósitos. La capacidad de carga de las grúas y de los mecanismos de elevación depende del peso de las compuertas y rejillas. Para estas últimas se debe tener en cuenta el peso del material que pueda estar atrapado o atascándola (Figura 4.1).

Tubos de aireación

Los tubos de aireación se ubican aguas abajo de la compuerta principal (Figura 4.1). Su principal función es la de comunicar la parte inicial de los conductos a presión de la conducción con la presión atmosférica cuando estos conductos se desocupan o durante el cierre rápido de las compuertas principales. De esta manera se evita la formación de vacíos. Cuando se efectúa el llenado de la conducción, por medio de estos tubos de aireación se extrae el aire de los conductos hacia la atmósfera, actuando como ventosas. Así, los tubos de aireación, se comunican con la atmósfera en un sitio ubicado por encima del nivel máximo de creciente y deben ser defendidos de la entrada de objetos extraños. Para un mismo conducto, se pueden diseñar varios tubos de aireación. Su dimensionamiento se estudiará más adelante.

De acuerdo con las dimensiones resultantes, estos tubos pueden también ser utilizados como accesos a los conductos a presión para efectuar revisiones o reparaciones. En este caso, su diámetro no debe ser menor de 0,70 m; o incluso de 1,00 m si es posible.

By-pas

El *by-pas* (nivelador de presiones) se diseña con el fin de efectuar el llenado de las conducciones o conductos cerrados, usando el agua del embalse, con las compuertas y los álabes del distribuidor de las turbinas cerrados. Este llenado se realiza antes de abrir las compuertas e iniciar la operación de la central por primera vez o después de efectuar una revisión o reparación de la conducción o de la captación. Esta operación de llenado inicial es indispensable, ya que así se logra igualar la presión del agua sobre la compuerta, tanto en la cara de aguas arriba como en la de aguas abajo, produciendo una notable disminución en la fuerza necesaria para levantar las compuertas. Si se trata de levantar la compuerta con los conductos vacíos, sobre ella actuará la presión hidrostática desde la cara aguas arriba sin ninguna compensación por parte de la cara de aguas abajo, lo cual requiere de esfuerzos muy superiores que en el caso anterior, al levantar la compuerta. Así, el *by-pas* permite disminuir las especificaciones de los mecanismos de elevación de las compuertas en forma sustancial. Para su correcta operación, en el *by-pas* (que es una tubería de diámetro apropiado) se instalan válvulas de paso o de compuerta que permiten el paso del agua o lo impiden de acuerdo con las necesidades. La operación de estas válvulas se realiza

desde salas o galerías especiales o, incluso, desde los tubos de aireación cuando su tamaño lo permite. Es frecuente empatar el *by-pass* con las compuertas (Figura 4.1).

Es pertinente anotar que debido a sus funciones y objetivos, este dispositivo debe ser instalado, no sólo en las compuertas de las captaciones, sino en las válvulas de mariposa y en las esféricas, etc., ya que la abertura de todas ellas se debe realizar con las presiones niveladas.

4.3.2 Diferentes tipos de estructuras de captación sumergidas

Como se dijo, en función del esquema general del proyecto, de la ubicación de las demás obras y de las condiciones topográficas y geológicas, etc., es posible encontrar la mejor ubicación de la captación y seleccionar el tipo de estructura más conveniente. Los principales tipos de estructuras de captación sumergidas son cuatro:

1. Captaciones de presa
2. Captaciones de casas de máquinas fluviales
3. Captaciones de orilla o de ladera
4. Captaciones de torre

1. Captaciones de presa

Estas captaciones se encuentran embebidas dentro del cuerpo de presas de concreto simple o reforzado y se utilizan fundamentalmente en las casas de máquinas pie de presa ya comentadas.

En la (Figura 4.2) se muestra una captación de este tipo en una presa de concreto gravedad. Las compuertas (las principales y las de guarda) son operadas por una grúa de pórtico, especialmente cuando es necesario transportarlas a la sala o área de montaje y reparaciones. Además, la compuerta principal cuenta con elevadores hidráulicos individuales que aseguran maniobras rápidas. Entre la compuerta de guarda y la principal se construye un muro vertical o pantalla perpendicular al flujo, que permite disminuir la altura de las compuertas con respecto a la altura de las rejillas, por ejemplo. En la misma forma, la rejilla está apoyada en un muro vertical delgado que además sirve para detener los cuerpos flotantes y recibir los impactos. Este muro recibe el nombre de muro anterior y el primero se denomina muro intermedio. En la figura se muestra la almeja utilizada para la limpieza de la rejilla, montada en la grúa de pórtico. El muro anterior se profundiza, en este caso, once metros por debajo del nivel mínimo de operación, lo cual permitió disminuir también la altura de las rejillas. Es bueno señalar que debido a la escasa distancia entre el muro anterior y el intermedio y a la gran diferencia entre sus profundizaciones (9 metros) la parte superior de la rejilla puede ser excluida de sus funciones normales, aumentando las velocidades del flujo respecto al diseño.

La rejilla está desplazada con respecto al muro anterior y se apoya verticalmente en un voladizo inferior, lo cual permite aumentar el área de la rejilla y construir la toma con una configuración suave y apropiada, de tal manera que se produzca un mínimo de pérdidas de carga a la entrada.

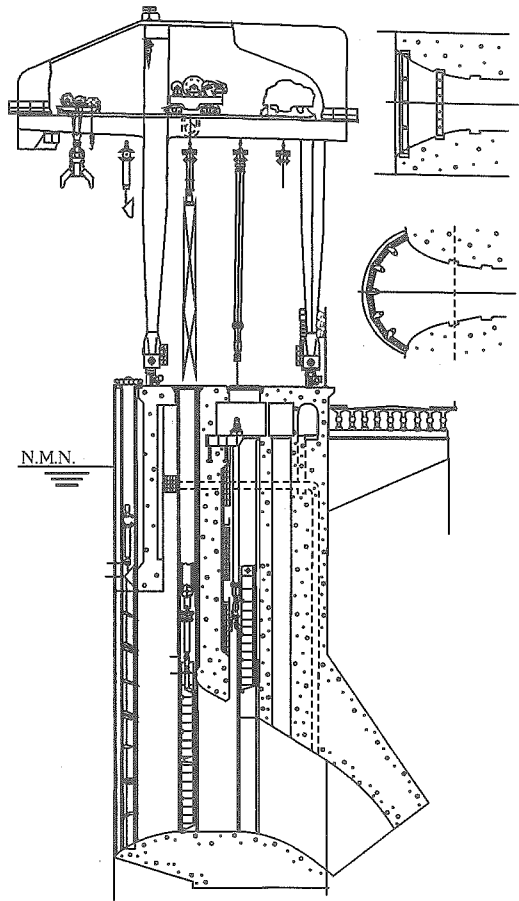


Figura 4.2 Captación sumergida. Se muestran las rejillas y demás elementos

La disminución de las velocidades del agua a la entrada de la rejilla o el decremento de su altura, se pueden lograr utilizando rejillas semicirculares o semipoligonales en planta, como en el proyecto Betania por ejemplo (Figura 4.2c). En el proyecto Betania no existe una casa de máquinas pie de presa, pero el ejemplo es válido.

Aguas abajo de la compuerta principal se encuentra un pozo o tubo de aireación de 1,8 metros de diámetro. El *by-pass* se opera desde una instalación especial.

En las presas de concreto en arco y de arco – gravedad las captaciones generalmente se ubican en un voladizo construido en la zona de aguas arriba, con la finalidad de no debilitar el cuerpo de estas presas que son bastante esbeltas. Estas captaciones se implementan con rejillas sin mecanismos de limpieza y con compuertas planas deslizantes. Las compuertas principales se instalan en la propia casa de máquinas y pueden ser reemplazadas por válvulas que cumplan las mismas funciones.

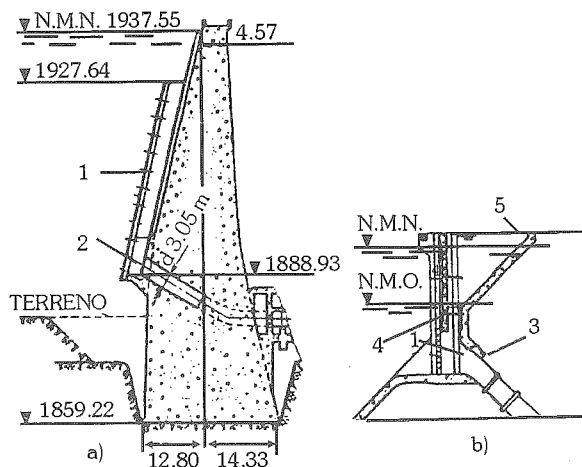


Figura 4.3 Captaciones de presa, a) captación en una presa en arco; b) captación en una presa de contrafuertes. 1. Rejilla, 2. Voladizo, 3. Guía de la compuerta de guarda, 4. Muro anterior de concreto armado, 5. Pilas de concreto.

La captación mostrada en la (Figura 4.3a) es un buen ejemplo de lo anteriormente expuesto. La considerable altura de las rejillas permite disminuir la velocidad del flujo a la entrada y las probabilidades de atascamientos o taponamientos.

Las captaciones en las presas de contrafuertes, generalmente se profundizan muy poco por debajo del nivel mínimo de operación (Figura 4.3b).

Para disminuir la altura de las rejillas, se construye también un muro de concreto anterior, sobre el cual se apoyan. Las compuertas principales pueden ser reemplazadas por válvulas instaladas en la casa de máquinas, aguas arriba de la sección inicial del espiral o caracol.

2. Captaciones en casas de máquinas fluviales

En este caso las estructuras de captación hacen parte de la misma casa de máquinas. Se componen fundamentalmente de un orificio convergente inicial, rejillas, compuerta principal y de guarda y de mecanismos de elevación, cuando la casa de máquinas no dispone de vertederos, es decir, no es vertedera.

Cuando la casa de máquinas es, además, vertedera, la captación se divide en dos partes: una para realizar la toma de agua que será conducida a las turbinas para producir energía y otra para captar los caudales de exceso, es decir, las crecientes que son la base del cálculo del vertedero. Por lo general, estas dos partes se construyen una al lado de la otra. El ancho en planta de la captación (ver esquemas IV y V en la Figura 4.4) generalmente corresponde al ancho del bloque de una unidad en la casa de máquinas, por lo cual, la captación se divide en un plano vertical para garantizar una velocidad máxima de 1,2 m/s, del agua al ingresar a la rejilla. La parte superior de la captación está constituida por un muro anterior que contiene las guías para la rejilla y defiende a ésta de los golpes de los cuerpos flotantes. La forma de este muro es suave y permite la entrada del agua a las turbinas con el mínimo de pérdidas de carga.

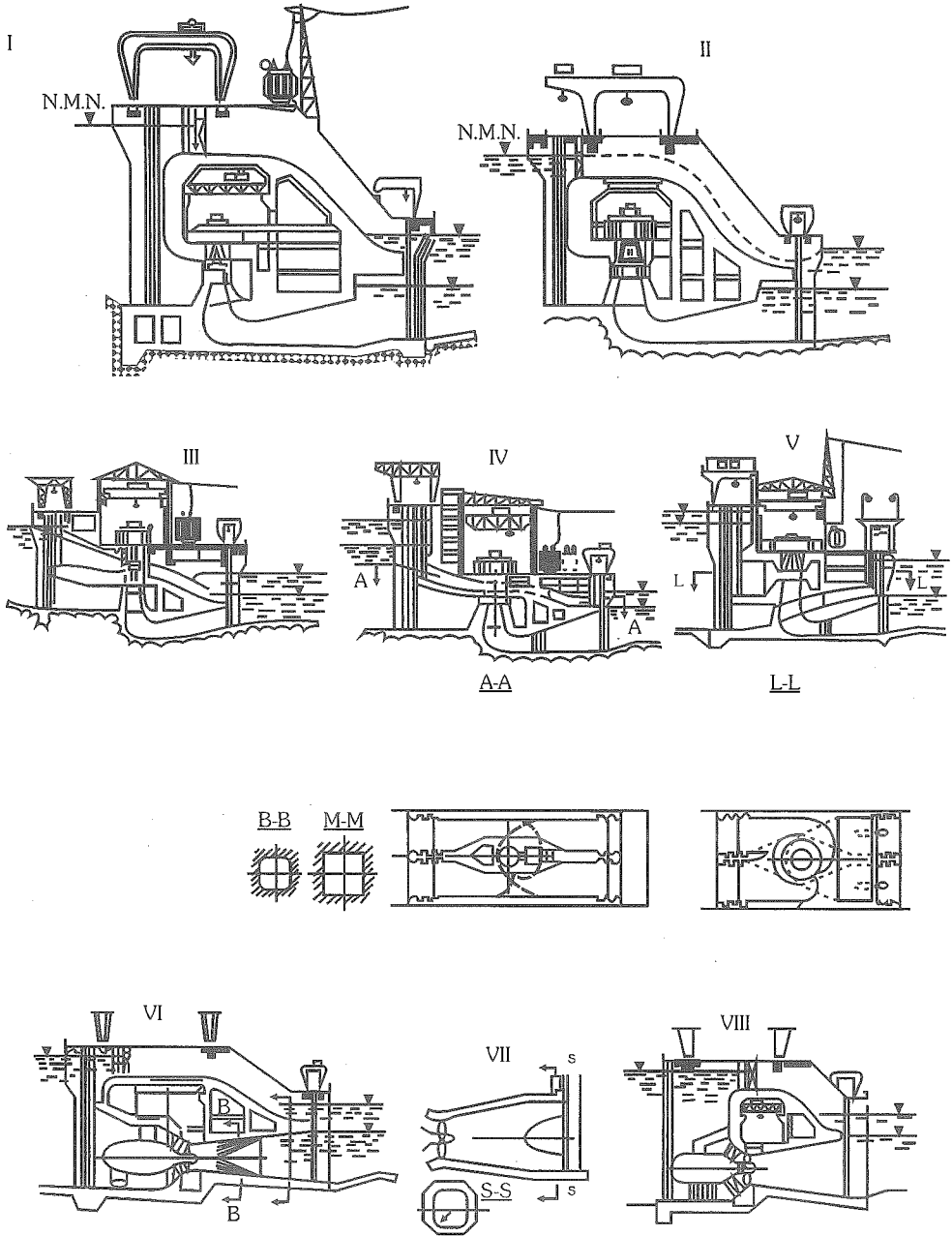


Figura 4.4 Diferentes esquemas de centrales de río y sus respectivas estructuras de captación, en casas de máquinas fluviales.

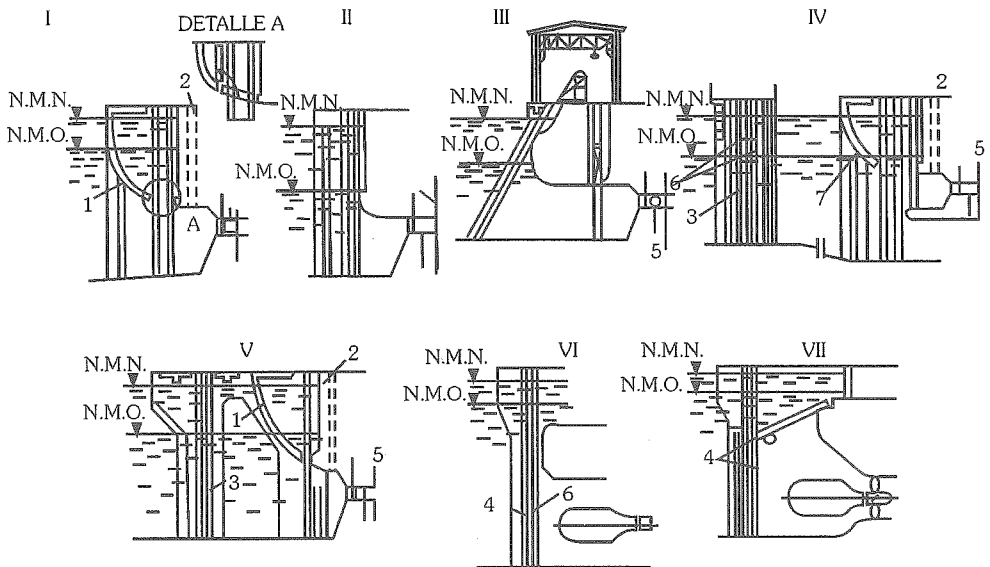


Figura 4.5 Diferentes captaciones en casas de máquinas fluviales 1. Muro anterior, 2. Tubo de aireación, 3. Guía de la rejilla gruesa, 4. Guía de la rejilla delgada, 5. Eje de las unidades de generación, 6. Guías para las compuertas de reparación.

Debido a que actualmente la operación de las turbinas es bastante confiable, es posible prescindir en muchos casos de las especificaciones y exigencias hechas a las compuertas principales sobre la rapidez en su maniobrabilidad, lo cual puede significar una gran economía en las inversiones por este concepto.

En la (Figura 4.5) se muestran diferentes esquemas correspondientes a diversas posibilidades de construir captaciones en casas de máquinas fluviales con turbinas tanto verticales como horizontales.

El esquema I está asociado a una captación con un muro que defiende la rejilla y las guías de ésta y de las compuertas de los golpes de los cuerpos flotantes y que a la vez garantiza una entrada con el mínimo de pérdidas de carga. En este caso, la rejilla se instala en las guías de la compuerta de reparación.

En el esquema II no se dispone de muro anterior. Las investigaciones en modelos han mostrado que a pesar de lo anterior, las pérdidas no se incrementan notoriamente, debido a la misma configuración de la entrada a la captación. Este esquema puede ser utilizado cuando no existe el peligro de que los golpes de los cuerpos flotantes afecten el normal comportamiento de las estructuras.

Tal como aparece en el esquema III, debido a razones climáticas, puede ser necesario ubicar los mecanismos de elevación y de limpieza de las rejillas en casetas cerradas, en cuyo caso lo más apropiado es disponer de una rejilla inclinada, lo cual permite una operación de limpieza mucho más cómoda.

El incremento de la potencia de las unidades de generación requiere de una operación más confiable de las captaciones, excluyendo la posibilidad de que se presenten obstrucciones en las rejillas e interrupciones en la producción de energía, lo cual sucede con frecuencia en ciertas centrales hidroeléctricas. Esto se logra utilizando los esquemas IV o V en donde los mecanismos de limpieza de las rejillas

se instalan alejadas de la propia toma, en la zona de aguas arriba. Unas cámaras especiales u orificios en las pilas divisorias permiten el paso del agua cuando las rejillas están obstruidas. Las reparaciones de la rejilla se efectúan con la protección de una compuerta, para lo cual se dejan dos guías paralelas. Es claro que las soluciones mostradas en estos esquemas resultan más costosas, debido a la presencia de pilas divisorias de longitud considerable.

El esquema V garantiza una transmisión de los esfuerzos horizontales al macizo de la casa de máquinas, lo cual permite construir unas pilas más esbeltas y menos costosas. Estos dos últimos esquemas han demostrado ser seguros y flexibles.

Las captaciones en centrales con turbinas de bulbo de eje horizontal pueden ser construidas bajo estructuras de vertimiento, tal como se aprecia en los esquemas VI y VII, y en función de la ubicación de la unidad de generación, la rejilla puede ser vertical o inclinada.

Las dimensiones del orificio de entrada de las captaciones se determinan de acuerdo a cálculos hidráulicos, considerando las pérdidas de carga en las rejillas. En estos cálculos se debe considerar la posibilidad de que las rejillas se obstruyan parcialmente, aumentando las velocidades del flujo al entrar y por lo tanto las pérdidas.

Dependiendo del tipo de limpieza, las guías de las rejillas pueden ser verticales o inclinadas. Cuando se tienen mecanismos especiales, con greifers y almejas, las rejillas pueden ser verticales, lo cual disminuye las dimensiones de la toma. Sin embargo, en la mayoría de los casos, se recomienda inclinar las rejillas con respecto al horizonte en un ángulo entre 60° y 85° . En este caso la longitud de la rejilla es algo mayor y las pérdidas también. Si se esperan grandes cantidades de cuerpos flotantes y basura, es recomendable mantener la parte superior de las rejillas siempre sumergida. Es también posible efectuar recalentamientos de las rejillas con el fin de combatir estos materiales. El gasto de energía en estos recalentamientos es bastante considerable y varía entre 2 y 4,5 kW por cada metro cuadrado o entre 4 y 7 kW por cada metro cúbico de agua. Los mecanismos de elevación de las compuertas pueden ser estacionarios o montados en grúas de portal o de otro tipo.

En muchas casas de máquinas fluviales se han observado fuertes oscilaciones del nivel del agua después de ser captada, lo cual empeora la operación de las unidades de generación al trabajar con caídas rápidamente variables, esto debe ser evitado realizando pruebas en modelos de laboratorio y mejorando las características de las captaciones. Los muros de la sala de máquinas y especialmente el de aguas arriba debe ser impermeabilizado completamente.

Las compuertas principales deben ser diseñadas de tal manera que puedan ser cerradas con agua en movimiento. Una compuerta de acción rápida debe cerrarse en cerca de dos minutos.

Captaciones de orilla o de ladera

Estas captaciones consisten en una estructura de concreto construida directamente sobre una ladera del embalse y en la cual se ubican todos los equipos de operación.

Este tipo de captaciones se utilizan en las centrales de conducción y también en las de pie de presa.

Si resulta incómodo o antieconómico ubicar el equipo principal de la captación en la propia entrada, éste se instala en un pozo de compuertas, excavado en las inmediaciones de la ladera y que, obviamente, se encuentra comunicado con la captación, tal como se muestra en la (Figura 4.6). En este caso, en la entrada se construye sólo un orificio convergente de forma adecuada, defendido con rejillas. Así, la compuerta principal queda ubicada en el pozo y la de guarda se puede instalar en la propia entrada.

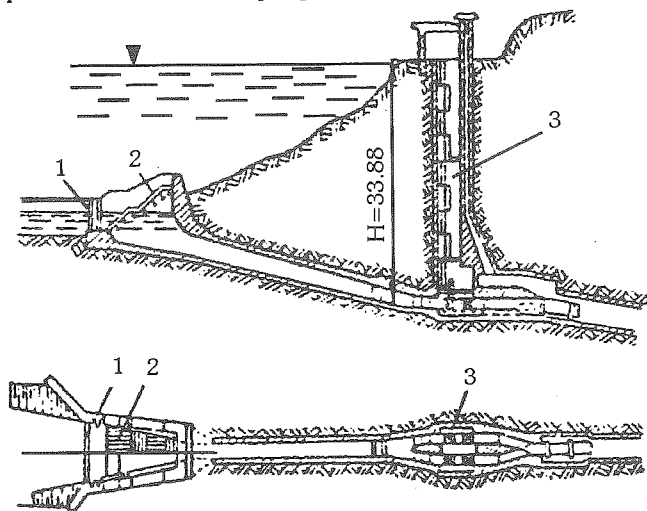


Figura 4.6 Captación de orilla o de ladera.

1. Guías de la compuerta de reparación, 2. Rejilla, 3. Pozo.

Si en el pozo se instalan compuertas planas o radiales, el agua penetra en él y entonces se denomina pozo húmedo. Sin embargo, también se pueden diseñar válvulas de mariposa o esféricas, quedando seco el pozo.

Cuando los mecanismos se instalan a la entrada, estas captaciones se diferencian muy poco de las captaciones de presa, tal como se puede apreciar en la (Figura 4.2).

En la (Figura 4.7) se muestra una captación de ladera de pozo húmedo. La parte inicial es un orificio convergente semicircular en planta y con una misma rejilla para los seis orificios. El manejo de la rejilla y de las compuertas de guarda se realiza por medio de una grúa, después de realizar un desembalse. El manejo de la compuerta principal instalada en el pozo se realiza desde una cota superior al nivel máximo de creciente y por medio de una grúa de pórtico y de mecanismos especiales.

4. Captaciones de torre

Se utilizan cuando por razones de espacio, geológicas, técnicas o económicas no es adecuado construir captaciones de ladera o de otro tipo. Están constituidas por una torre vacía en su interior y con orificios de toma en todo su perímetro, o

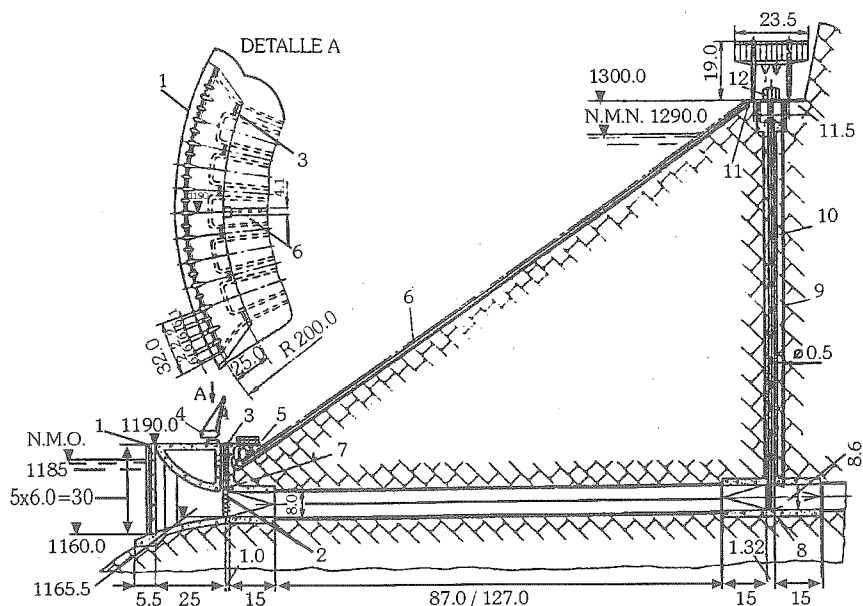


Figura 4.7 Captación de orilla con pozo húmedo. 1. Rejilla, 2. Compuerta de guarda, 3. Tapa, 4. Grúa, 5. Plataforma, 6. Guía de la plataforma, 7. Viga de agarre, 8. Compuerta principal, 9. Tubo de aireación, 10. Pozo, 11. Cuerda, 12. Elevador de la compuerta.

en una parte de él. Estos orificios se pueden encontrar en una misma cota o en cotas diferentes. En algunos casos se acostumbra realizar la captación en niveles bajos que debe ser abandonada cuando los sedimentos alcancen esas cotas, siendo necesario realizar la captación a cotas más altas, posteriormente.

Las rejillas pueden ser estacionarias o desarmables.

Cuando la captación está asociada a una central pie de presa, se puede prescindir de la compuerta principal, ya que la válvula que siempre se instala aguas arriba del caracol o espiral de la turbina, se encuentra relativamente cerca y la puede reemplazar.

Las compuertas principales planas se usan cuando la entrada del agua es unilateral y luego se dirige a un conducto de carga.

Si se dispone de entradas en todo el perímetro de la torre y el tramo inicial del conducto de carga es vertical, se utilizan compuertas cilíndricas metálicas o de concreto armado, que cierran simultáneamente todas las entradas o el orificio inicial de la tubería de presión, o conducto de carga.

En planta, la torre puede ser cilíndrica, rectangular, hexagonal, etc. La forma rectangular generalmente se usa en centrales pie de presa con caudales relativamente grandes y al unir las captaciones de diferentes conductos de presión en una sola estructura.

La parte superior de la torres (sin considerar la sala de operaciones) se localiza unos dos o cuatro metros por encima del nivel máximo normal.

Las captaciones de torre no se deben construir en regiones sísmicas, a menos que los cálculos correspondientes lo justifiquen.

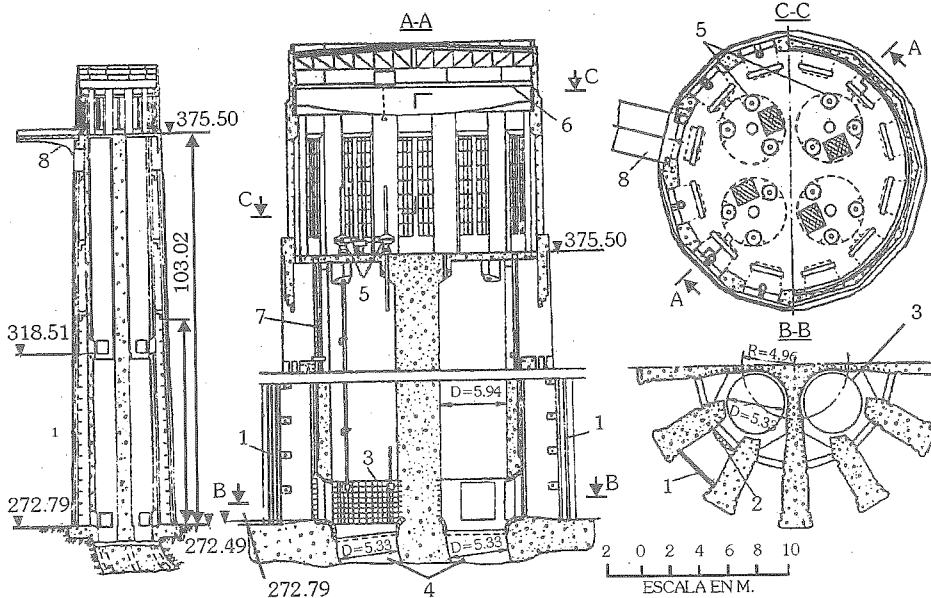


Figura 4.8 Captación de torre con entrada periférica del agua. 1. Rejilla, 2. Compuertas de guarda, 3. Compuerta cilíndrica, 4. Conductos principales, 5. Elevadores de las compuertas cilíndricas, 6. Grúa giratoria, 7. Sitio para la compuerta de guarda plana, 8. Pasarela o puente de acceso.

En la (Figura 4.8) se muestra una torre de captación cilíndrica con orificios de toma ubicados en dos niveles diferentes que ocupan todo su perímetro. De la captación se desprenden cuatro conductos de presión. Las compuertas cilíndricas metálicas de guarda, al cerrarse, cubren la entrada a los conductos y aíslan los pozos de operación, evitando la entrada de agua. Se manejan con elevadores individuales de tornillo, instalados en la parte superior correspondiente a la sala de operaciones.

Para garantizar las reparaciones de las compuertas cilíndricas en la captación se ubican compuertas planas de guarda.

Las rejillas son altas y estacionarias.

En la (Figura 4.9) se aprecia una captación de torre construida junto a una presa de tierra. En planta es rectangular y posee seis orificios de toma, divididos por pilas. Cuenta con rejilla, una compuerta principal y una de guarda, operadas con grúas de pórtico. Además, las compuertas principales cuentan con elevadores hidráulicos.

4.3.3 Diseño de las captaciones sumergidas

Sumergencia

La parte superior o clave del orificio de la captación se debe ubicar por debajo del nivel mínimo de operación a una distancia que se denomina sumergencia. Esta distancia se debe garantizar con el fin de evitar la entrada de aire a la captación durante su operación, favoreciendo la aparición de vórtices y demás turbulencias. Los vórtices disminuyen notablemente la capacidad hi-

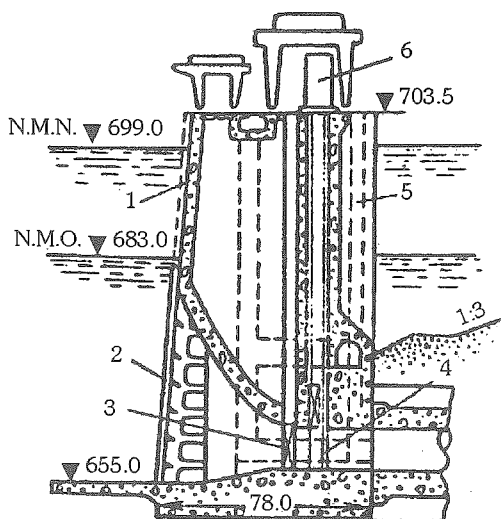


Figura 4.9 Captación de torre con entrada frontal. 1. Muro anterior, 2. Rejilla, 3. Compuerta de guarda, 4. Guía de la compuerta principal, 5. Pozo de inspección con ascensor, 6. Elevador hidráulico.

dráulica de la captación, ya que el espacio que debiera estar ocupado por agua es reemplazado por la entrada de aire. Además, se producen pulsaciones que ocasionan grandes cargas dinámicas sobre la estructura.

El valor S de la sumergencia puede ser determinado por la siguiente fórmula (Figura 4.10) si la entrada del agua es frontal:

$$S = 0,52 \ V D^{0.5} \quad (4.1)$$

Si el agua llega a la toma formando cierto ángulo en planta, es decir, si su llegada no es perpendicular, se puede usar la fórmula:

$$S = 0,7 \ V D^{0.5} \quad (4.2)$$

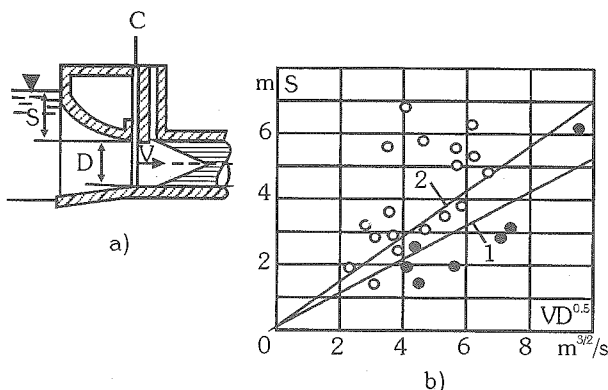


Figura 4.10 Determinación de la sumergencia S de las captaciones sumergidas, en función de la velocidad y la altura de la conducción. De acuerdo con la recta (1) se forman vórtices indeseables y según la recta (2) éstos no se forman.

Donde:

V es la velocidad del flujo al entrar a la conducción m/s.

D es la altura del orificio de la conducción m (diámetro).

Ubicación de la captación respecto a los niveles del embalse

La sumergencia es la mínima distancia entre la clave de la captación y el nivel mínimo de operación. Otra condición que se debe cumplir es la de que el piso o solera de la captación debe quedar por encima del nivel de sedimentación en un valor entre 0,5 y 1,00 m (por ejemplo).

Sin embargo, puede suceder que entre el nivel mínimo de operación y el nivel de sedimentación de un embalse exista una distancia vertical considerable. En ese caso la captación se puede construir en cualquier sitio comprendido entre esos dos niveles. La decisión se debe tomar después de una comparación de alternativas y de un análisis fundamentalmente económico. Es claro que los costos y las pérdidas de energía son diferentes para cada altura o profundidad. Al profundizar la captación puede variar el trazado de la conducción y aumentar la altura de los pozos de compuertas y de las almenaras. El equipo puede resultar más costoso. La carga sobre las compuertas y los esfuerzos para operarias se incrementan.

Configuración de los elementos de la captación

Al diseñar la configuración de los orificios de entrada en vertederos sumergidos y en algunas captaciones, se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. El coeficiente de fricción a la entrada debe ser bajo.
2. Las dimensiones del orificio y de la transición deben minimizarse.
3. Las formas deben ser sencillas.
4. Ausencia de cavitación a la entrada.

La cavitación puede aparecer cuando la configuraciones no son suaves o cuando la sumergencia no es suficiente.

Al calcular la presión en la entrada se utiliza el coeficiente de caída de presión C. En la (Figura 4.11) se ve que en el punto i de la toma, la presión media expresada por la altura piezométrica $P_i / \rho g$ se determina por la diferencia de niveles $t = \square A.A. - \square Z_t$, disminuída en el valor $cv^2 / 2g$. De tal forma, el coeficiente de caída de presión a la entrada determina en parte de la cabeza de velocidad la caída de presión en el punto i debida a la transformación de la energía potencial del flujo en energía cinética y a la confluencia de las aceleraciones desarrolladas cuando el agua describe una curva.

Sin embargo, en las captaciones de centrales hidroeléctricas, las velocidades de entrada son pequeñas y su configuración no debe cumplir con requisitos especiales que limiten la caída de presión debido al fenómeno de cavitación.

El principal objetivo al seleccionar las captaciones energéticas es la máxima disminución de las pérdidas de energía y de los costos de la estructura y el equipo.

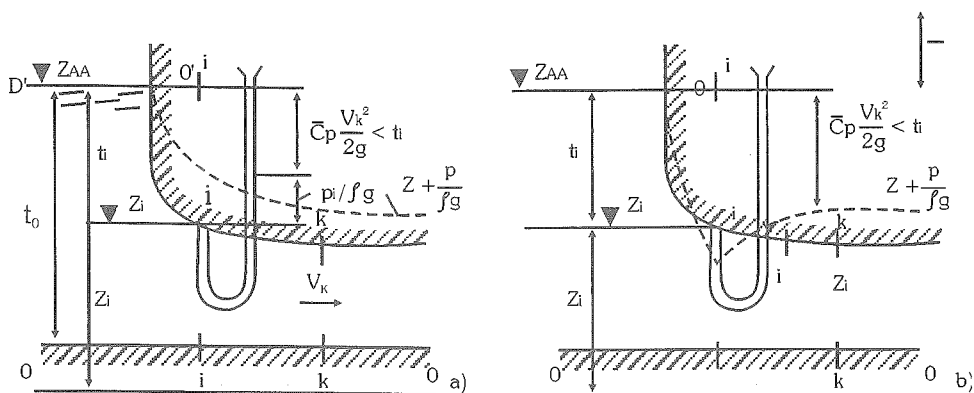


Figura 4.11 Pérdidas y variaciones de las presiones a la entrada a la estructura de captación

Diseño de la solera y la clave de la captación.

La forma del piso y del techo de la captación a la entrada es una cuestión que aún no ha sido resuelta en su totalidad. Datos experimentales muestran que en ciertas condiciones concretas las pérdidas de carga con la configuración 1 (Figura 4.12) esquema I son menores que con la forma 2, pero en otros casos sucede lo contrario.

La forma de la solera y de la clave (del piso y el techo) a la entrada influye en el valor de las pérdidas, es decir, las curvas 1 y 2 de la (Figura 4.12) esquema II. Se trata de arcos de circunferencia, elipses o líneas de configuración suave. En la mayoría de las investigaciones de laboratorio la forma con menores pérdidas fue la elíptica, aunque las diferencias no fueron muy significativas.

La ecuación de la elipse con la cual se recomienda construir el piso y el techo de la captación, tiene la siguiente forma (Figura 4.12):

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{(1-e)a^2} = 1 \quad (4.3)$$

Donde:

e es el coeficiente de contracciones del flujo en un plano vertical:

$$e = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - n} \quad (4.4)$$

Si la solera de la captación se encuentra en el fondo del canal de aducción (Figura 4.12) esquema II entonces $n = a/t$ y sólo el techo tendrá forma elíptica. Si el orificio de entrada se encuentra a cierta distancia sobre el fondo (Figura 4.12) esquema I se debe conocer la ubicación del eje c-c que divide el flujo en descendente y ascendente. Si en el diseño se considera necesario conocer este nivel, en forma aproximada, su distancia con respecto al fondo es:

$$t'' = \frac{p \cdot t}{t - h} \quad (4.5)$$

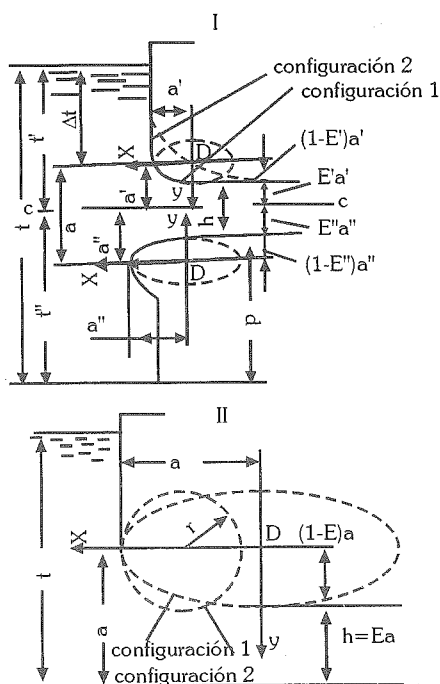


Figura 4.12 Esquema de la configuración de la clave (techo) y de la solera (piso) de la captación sumergida.

Al construir la forma del techo en este caso en la expresión (4.3) y (4.4), se reemplazan los valores a' y $n' = a'/t'$ y en la configuración del piso a'' y $n'' = a''/t''$ (Figura 4.12) esquema I. Si n , n' y n'' no son superiores a 0,25 entonces el coeficiente de contracciones en la fórmula (4.3), se puede tomar $e=e'=e''=0,62$.

El diseño de la configuración de la solera y la clave del orificio de entrada de acuerdo con las fórmulas presentadas es aproximado, ya que no considera la presencia de rejillas, guías, pilas, peldaños, etc. Si se requiere de resultados más confiables, se deben realizar modelos apropiados e investigaciones de laboratorio.

Cara anterior de las pilas

Puede tener una forma circular o elíptica. Cuando en planta el flujo no llega perpendicularmente es bueno alargar un poco las pilas hacia la zona de aguas arriba, de tal manera que las contracciones del flujo al entrar y su posterior ampliación ocurra antes de llegar a las rejillas. En este caso, la pila debe tener forma circular en la parte donde llega el flujo y forma elíptica en el sitio donde se esperan los desprendimientos de la lámina (Figura 4.13) esquema I. Ya que las pilas alargadas producen vórtices de eje vertical (Figura 4.13) Esquema II que aumentan las pérdidas y atraen sedimentos y basura, es importante hacer coincidir su parte inicial con el muro anterior de la captación. (Figura 4.13) esquema III.

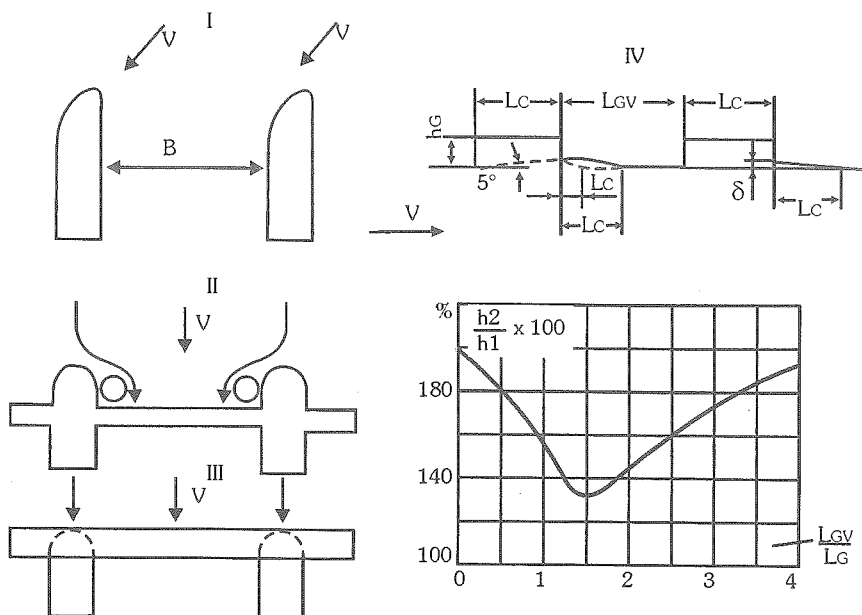


Figura 4.13 Configuración de los elementos constructivos de una captación sumergida (pilas y guías de las compuertas en planta).

Guías de las compuertas

La distancia entre las guías vecinas $L_{G.V.}$ influye en el valor total de las pérdidas en ellas h_G . Su valor mínimo, igual al 130% de las pérdidas en una guía $h_{G.I.}$ se presenta cuando la distancia entre las guías es $L_{G.V.} = 1,5 L_G$. Al disminuir o aumentar esta distancia, las pérdidas se incrementan, tal como se muestra en la (Figura 4.13 b).

Con el fin de disminuir las pérdidas de carga a la salida de las guías, la parte final de éstas se debe profundizar a una distancia igual a $\delta = L_{TAN} 5^\circ$ (Figura 4.13) esquema IV. La transición de la guía y la pila o muro lateral puede ser recta cuando $L_c > 12 \delta$ o curva cuando $L_c \geq 6 \delta$.

Cálculo hidráulico de la captación

El cálculo hidráulico de una captación sumergida consiste en la determinación de las pérdidas de carga (del factor de fricción) y la construcción de la línea piezométrica a lo largo de ella. En este análisis se supone que el agua posee un régimen continuo, sin desprendimientos en las paredes interiores y sin volumen o vórtices o altas turbulencias y, además, se asume que las pérdidas en los subsiguientes elementos de la conducción no dependen del carácter del flujo en los tramos iniciales.

En el cálculo se determinan todas las pérdidas locales (por entrada, en las rejillas, en las pilas o muros divisorios, en las guías, etc.) y a éstas se le suman las pérdidas por longitud obteniendo las pérdidas totales en la captación.

En realidad, en las captaciones se presentan desprendimientos del flujo y contracciones, especialmente cuando las rejillas se obstruyen parcialmente y las pérdidas en los subsiguientes elementos dependen del flujo en los tramos iniciales. De tal manera, los cálculos teóricos producen resultados aproximados. Si se requieren valores más exactos, se deben realizar ensayos sobre modelos adecuados.

Pérdidas por entrada

Cuando el agua entra a la captación, se presentan algunas perturbaciones, turbulencias y ciertos desprendimientos de la lámina, lo cual ocasiona pérdidas de carga de cierta importancia y que se determinan de acuerdo con la fórmula de Weisbach:

$$h_f = f \frac{v^2}{2g} \quad (4.6)$$

Donde:

h_f es el valor de las pérdidas en metros.

v es la velocidad del flujo en una sección ubicada inmediatamente aguas arriba en m/s.

g es la aceleración de la fuerza de gravedad en m/s^2 .

f es el factor de fricción, que se determina experimentalmente.

Conociendo la eceleración y la velocidad, el cálculo consiste en encontrar en tablas o gráficos experimentales el valor f del factor de fricción para reemplazar estas cifras en la fórmula (4.6) y determinar el valor de las pérdidas.

En la (Figura 4.14a) se muestra un gráfico que permite determiar el factor de fricción en captaciones cuyos orificios se encuentran en planos verticales perpendiculares al flujo. Cuando los orificios están limitados por pilas o muros laterales, se puede utilizar la (Figura 4.14b).

En estos cálculos se supone que la entrada tiene una configuración óptima, tanto en su clave como en su solera, construída de acuerdo a las recomendaciones de una curva elíptica dadas anteriormente, en este texto.

La línea piezométrica

Puede ser construída de acuerdo con la expresión

$$Z_i = Z_{AA} - h_i = \frac{\alpha_i V_i^2}{2g} \quad (4.7)$$

Donde:

Z_i es la altura de la línea piezométrica en la sección considerada.

Z_{AA} es la profundidad del agua en la zona de aguas arriba.

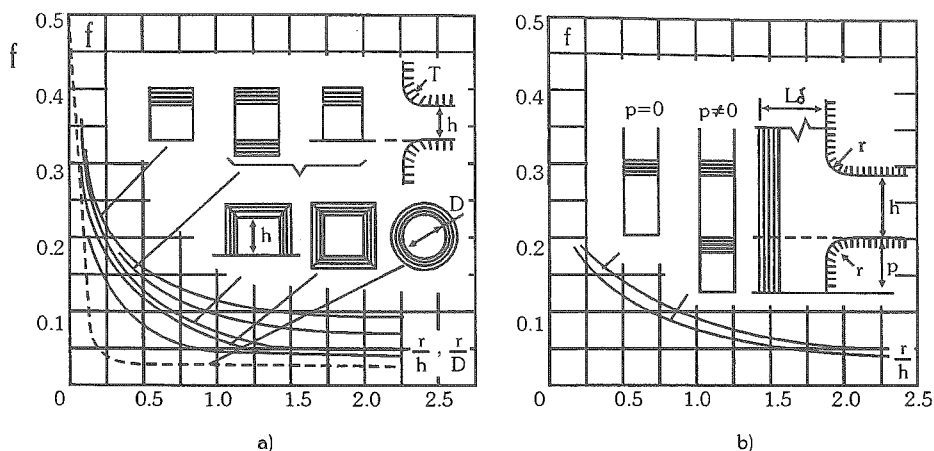


Figura 4.14 Determinación del factor de fricción f por concepto de pérdidas de carga en la entrada a la captación.

a) Sin pilas laterales

b) Con pilas laterales o muros.

h_i son las pérdidas de carga totales hasta la selección considerada.

α_i ; V_i son, correspondientemente, el coeficiente de Coriolis y la velocidad medida en la sección considerada.

La construcción de la línea piezométrica permite determinar la profundización necesaria de la captación. La línea se calcula con el agua en el nivel mínimo de operación, con la mínima profundización y con el caudal de diseño, considerando la obturación máxima esperada de las rejillas.

Pérdidas de carga en las rejillas

Las rejillas producen una pérdida de carga al paso del agua por las mismas. Con el fin de disminuir este valor, especialmente en las platinas se les imprime una forma aerodinámica en la dirección del flujo. Las distintas clases de platinas o barros utilizados en la construcción de rejillas se muestran en las (Figuras 4.15 a 4.17). Es de anotar que especialmente por economía, es más generalizado el empleo de la forma A.

La pérdida de carga ocasionada por las rejillas puede ser calculada teóricamente por medio de la fórmula de Kirshmer cuya expresión es:

$$h_r = B (s/b)^{4/3} \times \frac{V^2}{2g} \times \sin \alpha$$

Pérdidas de carga en las guías

La determinación del factor de fricción se puede efectuar con la siguiente fórmula:

$$f = 0,1 \frac{L_g}{b}$$

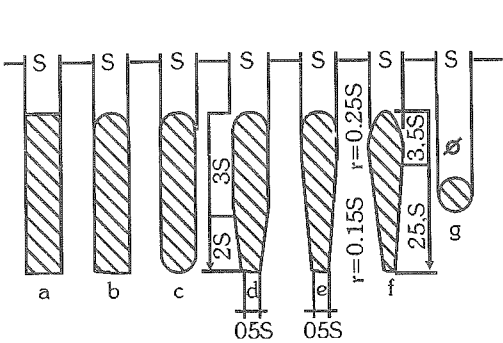


Figura 4.15 Diversas clases de barros para las rejillas

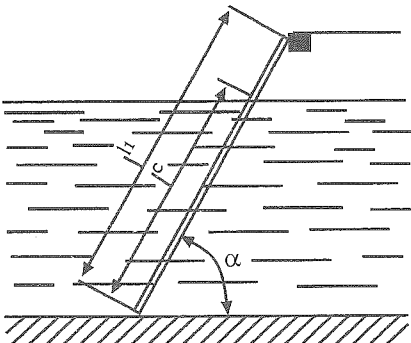


Figura 4.16 Barros de la rejilla montados con la inclinación correspondiente

FORMA	B	FORMA	B
	0.504		0.18
	0.37		0.15
	0.32		0.26
	0.21		

Figura 4.17 Diferentes formas de los barros de las rejillas y sus correspondientes coeficientes de pérdidas.

Donde:
 L_G es el ancho de la guía.
 b es el ancho del conducto.

La velocidad, al determinar las pérdidas de acuerdo con la fórmula (4.6) es la velocidad media del agua al pasar por las guías, es decir en la sección correspondiente a las guías. En la (Figura 4.18) se muestran unas curvas para determinar el factor de fricción que producen los valores un poco menores que los calculados con la anterior fórmula. Como se dijo, la distancia óptima entre guías por concepto de pérdidas es $L_G = 1.5 L$.

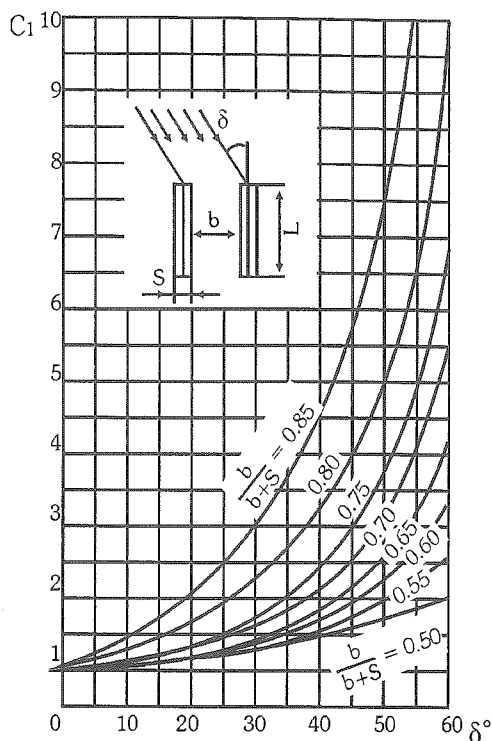


Figura 4.18 Valores del coeficiente C_1 en función del ángulo horizontal del flujo con respecto a la orientación de la rejilla.

Pérdidas de las compuertas

Cuando la compuerta se ubica inmediatamente aguas abajo de la captación, el factor de fricción se calcula con la fórmula:

$$f = 0.05 L_e / h$$

Donde:

L_e es la longitud de la entrada en la dirección del flujo.

h es la altura de la captación o de la conducción.

La velocidad en la fórmula (4.6) es la del agua al pasar por la compuerta. El ángulo δ que determina el límite de la transición del flujo está entre 9° y 15° . Para disminuir las pérdidas, se debe seguir la línea en el sitio en que la compuerta empieza a cerrar el orificio. Así, el factor de fricción disminuye prácticamente a la mitad.

Pérdidas a la salida en la captación

Al determinar el factor de fricción del tramo final de la captación se debe considerar la influencia de las pilas, que dividen la entrada en dos o más orificios. También se debe tener en cuenta la pérdida de carga en las válvulas, si existen. A la salida, el factor de fricción se puede tomar igual a cero.

Pérdidas por longitud en la captación

Dependen de la rugosidad de sus paredes internas y pueden ser calculadas con la fórmula $f = KL/D$, donde L es la longitud de la captación y D su diámetro. El valor del coeficiente K varía de 0,1 a 0,8.

Cálculo de los tubos de aireación

Con el fin de asegurar el movimiento del aire a lo largo del tubo de aireación se requiere de una caída de presión entre su sección inicial y la final. En la sección final (en la conducción) se debe presentar una succión.

En las conducciones cerradas a presión, el gasto de aire se debe tomar igual al caudal en las turbinas alimentadas por su conducto. Conociendo el gasto o caudal de aire y asumiendo inicialmente una velocidad de éste en el tubo de aireación entre 30 y 50 m/s se puede determinar el área de la sección del tubo A_T . Después de seleccionar la forma transversal del tubo se determinan las pérdidas locales y las pérdidas por longitud del aire en movimiento. La suma de estas pérdidas no debe ser superior al vacío permisible en el tubo.

Recalentamiento de las rejillas

Los cuerpos flotantes y la basura no se pega a las rejillas si estas se conservan a una temperatura mínima de 1°C. Esta temperatura se puede garantizar en la mayoría de las zonas del país. En caso contrario puede pensarse en la posibilidad de instalar un sistema automático de recalentamiento.

La potencia necesaria para calentar un metro cuadrado de rejilla, se puede determinar con la fórmula:

$$P = K * 0,00116 \alpha (t^{\circ}_{\text{REJILLA}} - t^{\circ}_{\text{AGUA}})$$

Donde:

α es un coeficiente de transmisión de calor entre el metal y el agua.

K es un factor de seguridad que se toma entre 1,5 y 2

$$0,00116 = \frac{427}{3.600 \times 102}$$

es un coeficiente para pasar de kcal/hora a kW hora.

Para disminuir el consumo de energía se puede efectuar un calentamiento diferencial, transmitiendo a las barras de la rejilla cantidades diferentes de energía calorífica. En ese caso, para barras cilíndricas:

$$\alpha = 950 v^{0.6} / d^{0.4}$$

y para barras cuadradas:

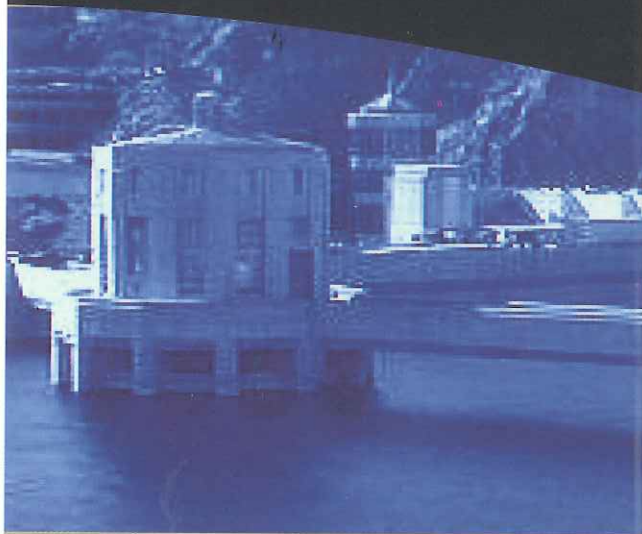
$$\alpha = 2.400 v^{0.8} / p^{0.2}$$

Donde:

P es el perímetro de la barra.

d es su diámetro.

v es la velocidad del agua al pasar por la rejilla en m/s.



El libro **Centrales hidroeléctricas** está orientado a cubrir un vacío bibliográfico, en lengua española, sobre los cálculos de generación de centrales pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional, tanto en sus aspectos conceptuales como metodológicos y en la selección y dimensionamiento del equipo de generación con todos sus componentes. Además, presenta los fundamentos de diseño de las estructuras de captación en este tipo de proyectos.

Contiene una breve historia del sector eléctrico colombiano y comentario de sus fases de desarrollo y particularidades significativas; su estructura institucional actual y la relación de los proyectos colombianos en operación con la potencia instalada total, hasta la fecha.

Incluye los fundamentos concernientes a la producción de energía aprovechando las corrientes naturales, describiendo los tipos de proyectos asociados a esta actividad y las estructuras que hacen parte de cada uno de ellos con sus posibles combinaciones.

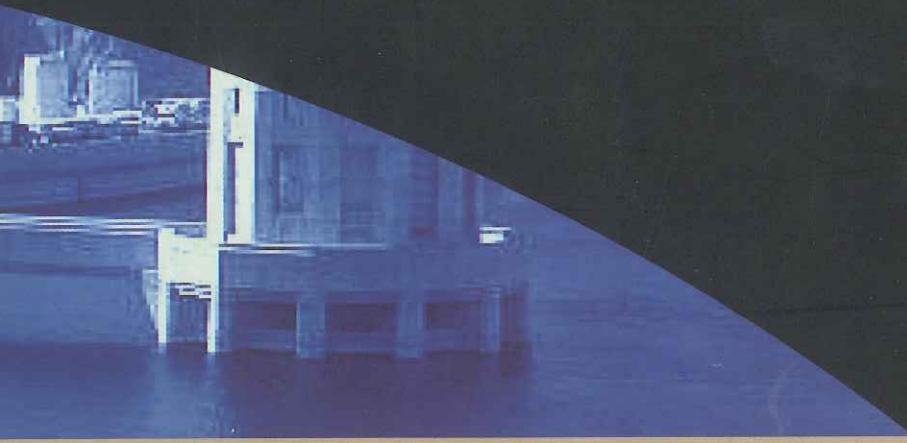
Los estudios de generación se inician con un glosario extenso de los términos y conceptos utilizados en el diseño y operación de centrales hidroeléctricas, lo mismo que en los conceptos básicos de electricidad con aporte de una metodología completa de cálculo y planificación.

La parte dedicada a los equipos de generación está dividida en unos capítulos iniciales de presentación teórica, terminando con la selección y dimensionamiento de cada uno de ellos.

Todos los temas tratados están acompañados de ejemplos resueltos de aplicación práctica.

El libro se presenta en dos tomos para mayor comodidad en su manejo: el primer tomo se dedica a los estudios de generación y demás tópicos de carácter general. El segundo tomo comprende lo relacionado con los equipos de generación en su parte de diseño.

La presente obra está dirigida a ingenieros civiles, mecánicos, eléctricos e industriales y puede ser utilizada como texto en cursos de pregrado y postgrado de las diferentes universidades dedicadas a la enseñanza e investigación de estas disciplinas.

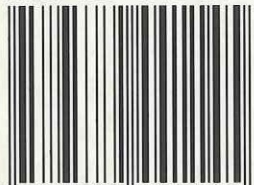


ediciones



grancolombianas

ISBN 958-9441-14-9



9 789589 441145