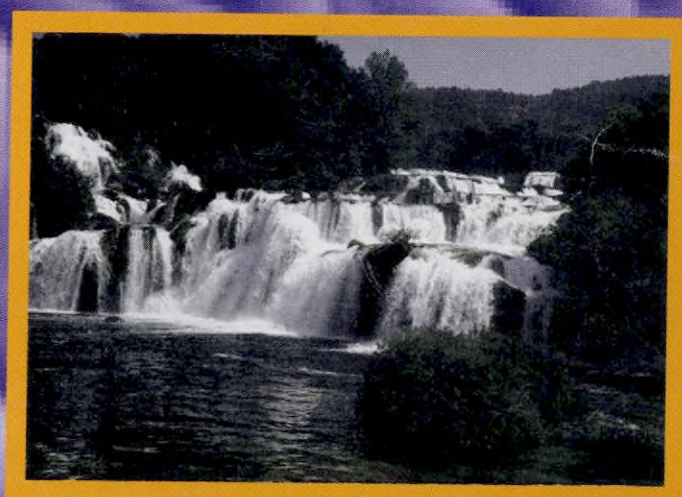
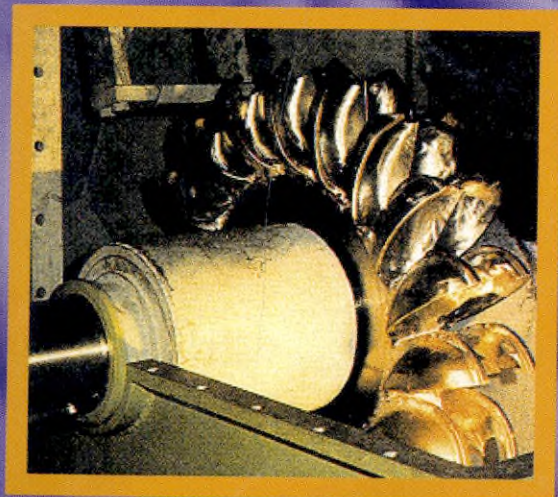


REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA



Guía de Diseño para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



Santafé de Bogotá, D.C.
Colombia
1997

000225

621.312

1579

EJ 3

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA



GUÍA DE DISEÑO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Santafé de Bogotá, D.C.
Colombia
1997

Este documento se realizó con el patrocinio del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), instituto adscrito al Ministerio de Minas y Energía.

Ni el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), ni ninguno de sus empleados, contratistas, darán garantía, explícita o implícita, o asumirán responsabilidad legal o reponsabilidad por la precisión, perfección o utilidad de alguna información, aparatos o equipos mencionados en esta publicación, a su vez se asume que lo publicado no infringe derechos privados.



Ministro de Minas y Energía
ORLANDO CABRALES
Director General
CÉSAR HUMBERTO ARIAS PABÓN
Secretaria General
MARIA AURORA MEJIA NOVOA
Subdirector de Ciencias Nucleares
LUIS ALVARO CASTIBLANCO BOHORQUEZ
Subdirector de Energías
ALFONSO SALAZAR DÍAZ
Jefe de la División de Energías Alternativas
FELIPE RODRÍGUEZ
**Jefe Oficina de Fomento a la Investigación
y el Desarrollo Científico**
ERNESTO TORRES QUINTERO

Edición

Ernesto Torres Quintero

Redacción

Ernesto Torres Quintero

Edgar González

Fabio Garavito

Rubén Darío Gómez

Gilberto Toasura

Revisión

Eduardo Machado

Fabio Garavito

Germán Navarro

Colaboradores

Norma Rocío Cuevas

Diseño

Carlos Alberto Gómez

**OFICINA DE FOMENTO A LA INVESTIGACIÓN
Y EL DESARROLLO CIENTÍFICO**

INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS

INEA

Av. El Dorado con Carrera 50. Com: 2220600. Fax: 220173. A.A. 8595
Santafé de Bogotá, D.C.-Colombia

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1. GENERALIDADES ACERCA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS PCH'S.

	2
1.1 Definición y clasificación de las PCH's	2
1.2 Clasificación de la PCH's	2
1.2.1 Clasificación según potencia y salto	2
1.2.2 Clasificación según la forma de utilización	2
1.3 Información básica para el diseño de PCH'	2
1.3.1 Estudios de topografía	2
1.3.2 Estudios de geología y geotecnia	2
1.3.3 Estudios hidrológicos	3
1.4 Principales elementos o partes de una PCH's	3
1.5 Estado actual y perspectivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	3
1.6 Estadísticas del agua en Colombia	4
1.7 Reseña histórica de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	4
1.8 Experiencias en planes programas de PCH's	4
1.8.1 Plan de microcentrales ICEL	4
1.8.2 Cooperación técnica alemana	5
1.8.3 Plan ICEL-JICA	5
1.8.4 Proyecto territorios nacionales	5
1.8.5 Plan microcentrales CORELCA-PESENCA	5
1.8.6 Proyecto piloto en zonas aisladas	5
1.8.7 Plan de rehabilitación de PCH's de la CVC	5
1.8.8 EL ICEL (1995-1997)	5
1.8.9 EL INEA (1995-1997)	5
1.9 Estructura y evaluación de costos de los proyectos de hidroelectricidad a pequeña escala -HePE-	5
1.10 Distribución regional de las pequeñas centrales hidroeléctricas construidas en Colombia	6
1.11 Clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas en Colombia	6
1.12 Características constructivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	6
1.13 Proyectos para aprovechamientos hidráulicas menores de 5000 Kw	7
1.14 Proyectos del INEA en el área de las pequeñas centrales hidroeléctricas	7

CAPITULO 2. ESTUDIO DE DEMANDA Y POTENCIA 8

2.1. Proyecciones de demanda	8
2.1.1. Características de la zona	8
2.1.2 Proyección de número de usuarios	8
2.1.3. Estimación de la tasa vegetativa de la demanda	8
2.1.4. Nuevos usuarios y cargas especiales	8
2.1.5. Modelo general de proyección de demanda a corto plazo	9
2.2 Proyección de demanda para localidades pequeñas	9
2.2.1 Numero total de usuarios por sectores de consumo	10
2.3 Metodología utilizada en el diseño de la pch de san lucas sur del Departamento de Bolívar.	10
2.3.1 Demanda de Energía	12

CAPITULO 3. CARTOGRAFÍA Y TOPOGRAFÍA 14

Introducción	14
3.1 Topografía utilizada para picocentrales y microcentrales	15
3.1.1 Medición de la caída	15
3.1.2 Método de manguera de nivelación	15
3.1.2.1 Procedimiento	15
3.1.2.2 Equipo	15
3.1.3 Método de manguera y manómetro	15
3.1.4 Método del nivel de Carpintero y Tablas	16

3.1.5 Método del Altimetro	16
3.1.6 Método del Nivel de Ingeniero	16
3.2 Cartografía y topografía utilizada en minicentrales y pequeñas centrales hidroeléctricas	16
3.2.1 Recopilación y Análisis de la Información Existente	17
3.2.2 Fuentes de Información Cartográfica	17
3.2.3 Evaluación de la Información Cartográfica	17
3.2.4 Requerimientos Topográficos para Identificación de Proyectos	17
3.2.5 Reconocimiento de Campo	18
3.2.6 Requerimientos Topográficos	19
3.2.6.1 Características del levantamiento topográfico	19
3.2.6.1.1 Especificaciones	19
3.2.6.1.2 Equipo	20
3.2.6.2 Dimensiones de las áreas y franjas topográficas	20
3.2.7 Definiciones y consideraciones	20
3.3 Clasificación de los mapas	21
3.3.1 Mapas generales	21
3.3.2 Mapas especiales	21

CAPITULO 4. GEOLOGIA PARA MICROCENTRALES Y PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS

22

4.1 Prospección geológicas	22
4.2 Naturaleza de los materiales de construcción	22
4.3 Características fundamentales de los materiales para la construcción	22
4.3.1 Identificación, clasificación y descripción de los materiales utilizados para la construcción	22
4.3.2 Propiedades de los materiales para la construcción	23
4.4 Construcción	23
4.1.5.3.1 Estructura en Suelo	23
4.1.5.3.2 Estructuras en Roca	24
4.1.6 Investigaciones con "Barrenos"	24
4.1.6.1 Utilización	24
4.1.6.2 Equipamiento de Materiales	24
4.1.6.3 Identificación de Suelos	24
4.1.6.4 Ejecución	24
4.1.7 Pozos de Inspección	24
4.1.7.1 Utilización	24
4.1.7.2 Identificación de pozos	24
4.1.7.3 Ejecución	24
4.1.8 Trincheras	24
4.1.8.1 Utilización	24
4.2 Aspectos geológicos y geotécnicos en PCH	24
4.2.1. Introducción	24
4.2.2. Alcance de las investigaciones en PCH	25
4.2.3 Investigación geotécnica en proyectos pequeños	25
4.2.3.1 El terreno	26
4.2.3.2 Clasificación de las rocas	26
4.2.3.2.1 Por su origen	26
4.2.3.2.2 Por sus características geológicas y litológicas	26
4.2.3.2.3 Por sus propiedades ingenieriles	26
4.2.3.3 Defectos mecánicos de las rocas	27
4.2.3.3.1 Planos de estratificación	27
4.2.3.3.2 Fracturas	27
4.2.3.3.3 Planos y zonas de fallas	27
4.2.4 Influencia de los defectos mecánicos en las operaciones de excavación	28
4.2.4.1 Estratificación	28
4.2.4.2 Vetas exinterestratificadas	28
4.2.4.3 Meteorización y roca meteorizada	28

4.2.4.3.1 Meteorización mecánica	28
4.2.4.3.2 Meteorización química	28
4.2.4.4 Geomorfología	28
4.2.4.5 La Investigación	29
4.2.4.5.1 Revisión bibliográfica	29
4.2.4.5.2 Mapeo geotécnico	29
4.2.4.5.3 Zonificación geotectónica	29
4.2.4.5.4 Localización de proyectos	29
4.2.4.6 Etapas de construcción y operación	29

**CAPITULO 5 HIDROLOGÍA UTILIZADA PARA DISEÑO DE PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS. 30**

Introducción	30
5.1 Medición de caudal	30
5.1.1 Método de la solución salina	30
5.1.2 Método del recipiente	31
5.1.3 Método del área y velocidad	31
5.1.4 Método de la sección y la regla graduada	31
5.2 Estudios hidrológicos básicos	32
5.2.1 Estudio de una cuenca donde no existe información pero pueden utilizarse otras series de cuencas afines hidrológicamente	32
5.3 Características hidrológicas de la cuenca	36
5.3.1 Curva de duración de caudales medios mensuales	36
5.3.2 Precipitación media mensual	38
5.3.3 Aporte y caudales medios	39
5.3.3.1 Fórmula de Becerril	39
5.3.3.2 Fórmula de Keeler	39
5.3.3.3 Fórmula de Heras	40
5.3.4 Caudales máximos mensuales de la cuenca total	40
5.3.5 Caudales, Mínimos Mensuales de la Cuenca Total	41
5.3.6 Histogramas de caudales máximos, mínimos y medios mensuales	41
5.4 Estudio hidrológico en cuencas donde no existen datos	42
5.4.1 Introducción	42
5.4.2 Recopilación de la información	42
5.4.3 Registros y observaciones de campo del estudio	43
5.4.3.1 Condiciones de cobertura	43
5.4.3.2 Condiciones topográficas	43
5.4.3.3 Estabilidad de la cuenca	43
5.4.3.4 Régimen de niveles máximos y mínimos	43
5.4.3.5 Aforos sólidos y líquidos	43
5.4.4 Estudios climatológicos	43
5.4.5 Estudios hidrológicos	43
5.4.5.1 Caudales medios	44
5.4.5.2 Caudales mínimos	44
5.4.5.3 Caudales máximos instantáneos	44
5.4.5.4 Estudio de crecidas	45
5.4.6 Sedimentos	46
5.4.7 Conclusiones	46
5.4.8 Bibliografía	46

CAPITULO 6. OBRAS HIDRÁULICAS 47

6.1 Captación	47
6.1.1 Diseño del vertedero creager. (en concreto ciclópeo)	47
6.1.1.1 Evaluación numérica de la presa	47
6.1.1.2 Diseño del perfil Creager	47
6.1.1.3 Diseño del pozo de quietamiento	48
6.1.2 Diseño de la presa de tierra	49

6.1.2.1	Especificaciones de diseño	49
6.1.2.2	Diseño del canal y solera afogadora	49
6.1.3	Diseño de la presa en madera	50
6.1.4	Caudal de diseño	50
6.1.4.1	Bocatoma	50
6.1.4.1.1	Diseño de rejilla	50
6.1.4.2	Diseño del canal de aducción	51
6.2	Determinación del diámetro de la tubería entre la bocatoma y el desarenador	51
6.3	Desarenador	51
6.3.1	Determinación del grano límite	51
6.3.2	Dimensionamiento del desarenador	52
5.3.3	Cámara de aquietamiento	52
5.3.4	Pantalla de deflexión.	52
5.3.5	Dispositivo de salida	52
6.3.6	Vertedero de excesos	53
6.4	Conducción	53
6.4.1	Criterios de selección del tipo de conducción	53
6.4.2	Diseño hidráulico del canal.	53
6.4.3	Diseño hidráulico de la tubería	53
6.4.4	Obtención de la línea piezométrica	53
6.5	Tanque de carga	53
6.5.1	Capacidad del tanque de carga	54
6.5.2	Diámetro más económico	54
6.5.3	Altura mínima sobre la tubería de presión	54
6.5.4	Dimensionamiento del tanque de carga	54
6.5.5	Diseño del vertedero	54
6.6	Tubería de carga	54
6.6.1	Diseño Hidráulico	54
6.6.2	Diseño estructural estático	55
6.6.2.1	Dimensionamiento de la pared del tubo	55
6.6.2.2.	Dimensionamiento del conducto por flexión	55
6.7	Anclajes y apoyos simples	55
6.7.1	Análisis estructural de los anclajes	56
6.8	Casa de máquinas	56

CAPITULO 7. TURBINAS HIDRÁULICAS **57**

7.1	Clasificación de las turbinas hidráulicas	57
7.1.1	Según la variación de la presión estática a través del rodete	57
7.1.2	Según la dirección del flujo a través del rodete	57
7.1.3	Según el grado de admisión del rodete	57
7.1.4	Tipos de turbinas hidráulicas	57
7.1.4.1	Turbinas de acción	57
7.1.4.2	Turbinas de reacción	57
7.2	Descripción de las turbinas utilizadas en PCH	58
7.3	Selección de turbinas hidráulicas	60
7.4	Características técnicas para las turbinas	61
7.4.1	Potencia de las turbinas	61

CAPITULO 8. ESTUDIOS AMBIENTALES EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS. **63**

8.1	Justificación de los proyectos	63
8.1.1	Legislación ambiental	63
8.1.2	Descripción de la pequeña central hidroeléctrica	65
8.2	Descripción general del proyecto	65
8.2.1	Localización geográfica del proyecto	65
8.2.2	Area de influencia del proyecto	65
8.2.2.1	Area de influencia indirecta	65

8.2.2.2	Area de influencia directa	65
8.2.3	Descripción de las obras a realizar	65
8.3	Descripción del medio físico	66
8.3.1	Descripción del medio abiótico	66
8.4	Descripción del medio socioeconómico del área del proyecto	66
8.5	Evaluación de impactos ambientales	66
8.5.1	Identificación de alteraciones	66
8.5.1.1	Clima	66
8.5.1.2	Superficie terrestre	66
8.5.1.3	Caudales	66
8.5.1.4	Sedimentología	66
8.5.1.5	Vegetación	66
8.5.1.6	Fauna	66
8.5.1.7	Socioeconomía	67
8.6	Medidas de mitigación generales	67
8.7	Contribución de la microhidrogeneración al calentamiento del planeta	67
8.8	Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como contribución a salvar los bosques	68

CAPITULO 9. GENERADORES **69**

	Introducción	69
9.1.	Máquinas eléctricas	69
9.1.1.	Generador síncrono	69
9.1.2.	Generador asíncrono	70
9.1.3.	Motor síncrono	70
9.1.4.	Motor asíncrono	71
9.1.4.1	Motor de rotor de anillos rozantes	71
9.1.5.	Generador de corriente continua	72
9.2.	Parámetros para la elección de los generadores	73
9.2.1.	Potencia del generador	73
9.2.2.	Precio de compra	73
9.2.3.	Factor de carga diario y anual	73
9.2.4.	Rendimiento de la máquina motriz	73
9.2.5.	El carácter progresivo o el rendimiento de la carga	73
9.2.6.	La tensión del generador	73
9.2.7.	Las características del generador	74
9.2.8.	Velocidad	74
9.2.9.	Excitación	74
9.2.10.	La capacidad de sobre carga	74
9.2.11.	Cargas fluctuantes	74
9.2.12.	Caída de tensión o regulación	74
9.2.13.	Reactancia	74
9.2.14.	Intensidades de corto circuito	75
9.2.15.	Estabilidad	75
9.2.16.	Sincronización	75

CAPITULO 10. LINEAS DE TRANSMISION **76**

	Introducción	76
10.1	Características de la líneas	77
10.1.1.	Resistencia	77
10.1.2.	Inductancia	77
10.1.3.	Capacidad	77
10.1.4.	Perditancia	77
10.1.5.	Impedancia	78
10.1.6.	Admitancia	78
10.1.7.	Transposición de los conductores	78

10.1.8. Efecto corona	79
10.1.9. Tensión crítica disruptiva	79
10.2. Parámetros de las líneas de transmisión	79
10.2.1. Pérdida de tensión en los conductores	80
10.2.2. Tipos de conductores	80
10.3. Trazado de la línea	81
CAPITULO 11. EVALUACIÓN DE COSTOS Y PRESUPUESTO	82
11.1 Cantidades de obra	82
11.2 Presupuesto del Proyecto	82
11.3 Cronogramas de construcción	83
11.4 Costos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia	83
CAPITULO 12. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO	85
12.1 Introducción	85
12.2 Objetivos	85
12.3 Análisis económico en proyectos de inversión para el abastecimiento de energía en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)	85
12.4 Métodos para el cálculo de la rentabilidad	87
12.4.1 Métodos estáticos para el cálculo de rentabilidad	87
12.4.2 Métodos dinámicos para el calculo de la rentabilidad	88
12.4.3 Problema de la inflación en el cálculo de la rentabilidad de proyectos de inversión	88
12.5 Análisis de sensibilidad	88
12.6 Aspectos claves de la gestión	88
CAPITULO 13. INVESTIGACION SOBRE EL DIAGNOSTICO Y PROPUESTAS PARA UNA PENETRACION DE LAS PCH EN EL BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL	90
13.1 Introducción	90
13.2 Barreras que impiden y factores que pueden incrementar la construcción de PCH en Colombia	90
13.3 Reflexiones para mejorar en ingeniería y construcción de PCH	91
13.4 La contratación de la ingeniería y la construcción	91
13.5 La formación de profesionales en PCH	91
13.6 "El Know- How"	91
13.7 La normatividad ambiental	92
13.8 La concepción del proyecto de PCH	92
13.9 Los estudios hidrológicos	92
13.10 Los sistemas de información geográfica	93
13.11 Reflexiones sobre la geotecnia	93
13.12 Requerimientos de energía que pueden ser abastecidos por medio de PCH	93
13.12.1 Abastecimiento de zonas aisladas o marginadas	93
13.12.2 Apoyo al sistema interconectado	94
13.12.3 Requerimientos totales a ser abastecidos con PCH	94
13.13 Posibilidades y condiciones para el desarrollo de las PCH	94
13.13.1 Reconocimiento de aprovechamientos de 5-5.000 KW	94
13.13.2 Disponibilidad de recursos humanos, conocimientos y tecnologías	95
13.13.3 Capacidad nacional de fabricación, comercialización, instalación y mantenimiento	96
13.13.4 Incentivos para el desarrollo de las PCH	97
13.13.5 Aspectos regulatorios y de control	97
13.14 Capacidad institucional para la gestión de las PCH	98
13.15 Aspectos de gestión institucional requeridos para el desarrollo de las PCH	98
CONCLUSIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	105

LISTA DE FIGURAS

Fig 5.2 Localización de las cuencas en estudio	32
Fig 5.4 Características fisiográficas de las cuencas	34
Fig 5.6 Curva Hipsométrica	36
Fig 5.7 Curva duración caudales medios mensuales de la quebrada fría	37
Fig 5.3 Histograma de caudales máximos mensuales	42
Fig 7.1 Rueda Pelton	58
Fig 7.2 Paletas rueda Pelton-sección circular	59
Fig 7.3 Rueda Pelton	59
Fig 7.4 Turbina Michell	59
Fig 7.5 Turbina Francis	59
Fig. 7.6 Turbina Kaplan	60
Fig 7.7 Turbina tipo Hélice	60
Fig 7.8 Selección del tipo de turbina	61
Fig 7.9 Potencia de turbinas	61
Fig 7.10 Curvas de rendimiento de distintos tipos de turbina	62
Fig 10.1 Campos magnético y eléctrico en una línea bifilar	76
Fig.10.2 Esquema de transposición de conductores	78
Fig 11.1 Costos específicos para equipos electromecánicos en PCH	83
Fig. 1.1 Aprovechamiento con derivación	106

LISTA DE MAPAS

Mapa 1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas existentes < 5.000 Kw	107
Mapa 2 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en estudio	108
Mapa 3 Sistema interconectado Nacional	109

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Distribución y capacidad instalada de PCH's en Colombia	6
Tabla 1.2 Tipos de turbinas utilizadas por Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	6
Tabla 1.3 Proyectos de PCH	7
Tabla 1.4 Estado de los proyectos según tipo de pequeña central hidroeléctrica	7
Tabla 1.5 Proyectos ejecutados, en ejecución y formulados por INEA- DNP	7
Tabla 2.1 Proyecciones de Demanda por sectores	10
Tabla 2.2 Modelo de proyección de Demanda por sectores	11
Tabla 2.3 Parámetros del modelo y datos fijos utilizados en el modelo	11
Tabla 2.4 Proyección de la población para los corregimientos de San Lucas y San José	12
Tabla 2.5 Valores de Psi/Pti	13
Tabla 3.1 Método de medición del salto o caída	14-15
Tabla 3.2 Lecturas en casa de fuerza y cámara de carga	16
Tabla 4.1 Identificación y clasificación de los materiales	23
Tabla 4.2 Presiones admisibles para diferentes tipos de terrenos	24
Tabla 5.1 Índice de compacidad	33
Tabla 5.2 Fracción de superficie de la cuenca total	35
Tabla 5.3 Fracción de superficie cuenca Q la fría	35
Tabla 5.4 Curva Hipsométrica de la cuenca total	36
Tabla 5.5 Curva Hipsométrica de la cuenca Q la fría	36
Tabla 5.6 Curva duración de caudales medios mensuales de la quebrada la fría	38
Tabla 5.7 Datos para la determinación del índice de variabilidad	38
Tabla 5.8 Obtención de caudales máximos mensuales	41
Tabla 5.9 Caudales mínimos mensuales	42
Tabla 7.1 Características principales de turbinas hidráulicas	58
Tabla 8.1 Comparación con otras fuentes de Energía	68
Tabla 11.1 Costos para obras civiles	83
Tabla 11.2 Costos para equipos electromecánicos y redes	84

PRESENTACION

La utilización a gran escala de las energías renovables es uno de los campos de la ciencia y la tecnología de mayor desarrollo a nivel mundial, en las últimas décadas, ante las perspectivas ventajosas que ofrece frente a los sistemas tradicionales de generación, en términos de costos, eficiencia y bajo impacto ambiental. En la actualidad, dentro de los planes de expansión energética en los países desarrollados, se prevé que las energías alternativas aporten al menos un 20% de la capacidad requerida, para atender adecuadamente sus necesidades.

En el caso de la energía eólica, por vía de ejemplo, se cuenta con una capacidad instalada del orden de los 6.000 MW en conexión a través de una red mundial, que permitirá a algunos países europeos cubrir hasta el 10% de su demanda energética, con esta fuente desde el año 2.000.

Colombia no obstante su amplio inventario de recursos energéticos como carbón, gas, petróleo y recursos hídricos, ha afrontado serios problemas para el suministro de energía a todo el país, en algunos casos por tratarse de zonas geográficas aisladas, de difícil acceso y distantes del sistema interconectado, y en otros, por las variaciones climáticas y las fluctuaciones en el régimen de lluvias con la consecuente afectación de los niveles de agua en los embalses, situación que condiciona la generación de hidroenergía, por la insania terrorista que selectivamente se ensaña contra instalaciones y líneas de conducción, provocando fallas en las redes de interconexión eléctrica nacional e ingentes pérdidas económicas, amén de la inconsciencia institucional, empresarial y ciudadana, representada en consumos excesivos francamente cercanos al derroche irresponsable.

Tal escenario es precisamente el que potencializa la importancia de aprovechar los recursos energéticos no convencionales de carácter renovable, vale decir energía eólica, energía solar, biomasa, geotermia y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), como alternativas de solución para fortalecer el Sistema Energético Nacional, vía la diversificación de la oferta.

El Gobierno Nacional asignó al Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA, la responsabilidad de formular proyectos para promover, difundir y dinamizar el uso de estas fuentes no convencionales en el país, actividad que el Instituto adelanta a través de su división de Energías Alternativas.

Para el caso específico de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, mediante los proyectos

microgeneración en zonas aisladas”, Diagnóstico técnico - económico para rehabilitación de PCHs fuera de servicio”, el INEA ha identificado un potencial de 25.000 MW a nivel nacional , del cual se encuentra instalado el 1% con 200 PCHs que generan en su conjunto 180 MW, mecanismos de amplia aplicación para áreas remotas, especialmente.

Con base en la experiencia acumulada en desarrollo de los proyectos ya mencionados y con la interdisciplinariedad y la acción interinstitucional como instrumentos, esta última representada en la participación el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Medio Ambiente, de las Electrificadoras del ICEL, de la UPME, de las Corporaciones Autónomas Regionales y de algunas universidades, entidades agrupadas en diez unidades de gestión coordinadas por el INEA, se preparó y elaboró la presente Guía de Diseño de aprovechamiento, así como información con mapas y localización de las micro y picocentrales diseñadas y construidas en Colombia, documento muy valioso para gremios, fabricantes, investigadores, profesionales, estudiantes, usuarios y público en general, interesados en las temáticas de las energías alternativas no convencionales en general y de las pequeñas centrales hidroeléctricas en particular.



CESAR HUMBERO ARIAS PABONN
Director General

INTRODUCCION

En países como Colombia existe una necesidad creciente de los suministro de energía para las áreas rurales, en parte para el abastecimiento de electricidad y en parte para el apoyo a industrias. Las actividades Gubernamentales tienen que encarar los muy altos costos de extensión de las redes de electricidad, constituyéndose la micro-hidrogeneración como una alternativa económica en lugar de la red. Esto se debe a que en los micro hidrosistemas independientes, se ahorra el costo de la línea de transmisión y a que los sistemas de extensión de la red están dotados de equipos muy costosos, además de los costos de personal. Por el contrario, los sistemas de micro hidrogeneración pueden ser diseñados y construidos por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes fabricados en serie y maquinaria fabricada localmente.

Así mismo estas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH además de ser una solución de carácter social contribuye a preservar el medio ambiente y el ecosistema al sustituir plantas Diesel que consumen combustible fósil generando residuos de humo que ocasiona el calentamiento del planeta.

Esta guía proporciona información sobre la investigación y recomendación de una metodología para el diseño de energía hidráulica.

Para la realización del informe se utilizó información de las siete (7) Unidades de Gestión llevadas a cabo en el INEA, la tesis de grado de maestría en Recursos Hidráulicos "Investigación y Criterios de diseño y Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas" desarrollada por el Ingeniero Ernesto Torres 1997 en la Universidad Nacional, análisis de los diseños de las visitas técnicas realizadas, revisión y diagnóstico de los diferentes métodos de diseño ejecutados en Colombia en la década de los 80 y 90, como también criterios de diseños utilizados en otros países latinoamericanos.

En el desarrollo de la tesis después de estudiar y analizar cada una de las metodologías existentes, se sugiere una guía en los estudios básicos de topografía, cartografía, geología e hidrología, que se deben utilizar de acuerdo a las condiciones propias de cada región. También se propone metodologías para el diseño de obras civiles y selección del equipo electromecánico como turbinas.

Este documento fue coordinado por el ingeniero Ernesto Torres Quintero, quien redactó los capítulos 1, 2,3, 5, 6, 8, 11, 12, 13 y 14. El capítulo 7 fue redactado por el técnico Edgar González, el capítulo 4 por los geólogos Fabio Garavito y Rubén Darío Gómez, los capítulos 9 y 10 por el ingeniero Gilberto Toasura y el capítulo 12 con la colaboración la administradora de empresa, Norma Rocío Cuevas.

El documento en su totalidad, fue revisado por el doctor, Eduardo Machado, el geólogo, Fabio Garavito y el Ingeniero Electricista, Germán Navarro, la parte electromecánica.

CAPITULO 1

GENERALIDADES ACERCA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PCH's

1.1 Definición y clasificación de las PCH's.

La definición de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se ha hecho según diversos criterios, tanto respecto a parámetros técnicos como en relación a su aplicación. Las magnitudes límites de potencia y salto o caída tienen un carácter referencial, por lo que deben evitarse las interpretaciones rígidas.

Según la OLADE, una PCH es una instalación donde se utiliza la energía hidráulica para generar reducidas cantidades de electricidad hasta (5000 Kw aprox.), por medio de uno o más grupos de conjuntos turbina/generador.

1.2. Clasificación de la PCH's.

1.2.1. Clasificación según potencia y salto

Las pequeñas centrales hidroeléctricas se han clasificado según su potencia o según el salto, con base en las siguientes especificaciones :

• Según potencia

Tipos	Potencia
Picocentrales	0.5 - 5Kw
Microcentrales	5 - 50 Kw
Minicentrales	50 - 500 Kw
Pequeñas centrales	500 - 5000 Kw

• Según salto en metros

Tipos	Bajo	Medio	Alto
Microcentral	< 15	15-50	>50
Minicentral	<20	20-100	>100
PCH's	<25	2 25-130	>130

Los saltos bajos, medio y elevados corresponden al empleo de turbinas axiales, Francis, Michell-Bankiy Pelton respectivamente.

1.2.2. Clasificación según la forma de utilización.

Según su forma de utilización las PCH's se pueden clasificar de acuerdo a:

Su captación: pueden ser de paso o con embalse

Su operación: la cual puede ser continua con una disponibilidad de 24/hr día todo el año, o discontinua con

operación de tiempo parcial.

Su regulación: esta puede ser regulable de forma manual o automática o de carga constante donde el exceso se disipa.

Su vinculación al sistema eléctrico: en este rango se tienen Centrales aisladas y Centrales integradas o interconectadas.

Su concepción tecnológica: se tienen Centrales con tecnologías convencionales (Según normas de países industrializados) y Centrales con tecnologías no convencionales (Según tecnología local adecuada a las condiciones del país).

13.1 Información básica para el diseño de PCH's.

El análisis de las posibilidades hidroeléctricas de las cuencas hidrográficas, parte del conocimiento de estudios de topografía, hidrología, geología y de suelos, ya que son la base para el diseño de todas las obras civiles necesarias, en la construcción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's).

13.1. Estudios de topografía.

En el desarrollo de los proyectos se debe consultar la cartografía del IGAC, relacionada con la zona de interés, así como sus vías de acceso actuales o proyectadas. Los mapas topográficos dan una buena descripción del drenaje existente, información útil para la ubicación de los sitios de obras, análisis de drenaje, análisis tectónico preliminar y el trazado de las vías de penetración presentes.

La cartografía a consultar comprende mapas topográficos a escalas 1: 1'000.000, 1:100.000, 1:25.000 y 1:10.000, igualmente se deben estudiar las fotografías aéreas y otros sistemas de información geográfica que estén al alcance.

Consultada la cartografía se planea el trabajo topográfico detallado en el sitio de la bocatoma, alineamientos a lo largo de las conducciones hasta el tanque de carga, los alineamientos en la tubería de carga y la topografía en el sitio de la casa de máquinas.

1.3.2. Estudios de geología y geotecnia.

Las características físicas y mecánicas de los materiales rocosos para una obra civil dependen de su origen y de los procesos geológicos posteriores que han actuado sobre ellos.

La geología juega un papel importante debido a que las

características del material rocoso se deben tener en cuenta al momento de diseñar y construir las obras. La geología debe prestar atención a los aspectos más destacados y significativos como son las discontinuidades geológicas y la meteorización, factores importantes que afectan las condiciones de trabajo y estabilidad en la construcción de obras civiles.

El ingeniero geotécnico deberá esforzarse para poder interpretar las condiciones geotécnicas detalladas de un sitio, pero más aún para poder interpretar apropiadamente sus efectos en el comportamiento de la obra de ingeniería.

1.3.3. Estudios hidrológicos.

El comportamiento hidrológico de la cuenca está en función de sus características de clima, cobertura vegetal, geomorfología y fisiografía de la misma. Por ello en el presente capítulo, se estudiarán dichas características para llegar así a un mejor conocimiento de la cuenca.

El estudio hidrológico incluye el análisis de las cuencas donde se localiza el proyecto, con el fin de determinar los caudales en el punto escogido como sitio de capacitación, tanto en valor medio, a escala mensual o diaria como en sus valores máximos y mínimos.

En un estudio hidrológico general pueden presentarse tres casos:

- Que existan series de información de caudales, precipitación, temperatura, etc.)
- Que no exista información hidrológica para los puntos estudiados, en este caso se puedan extrapolar información de cuencas vecina y afines hidrológicamente.
- Que no existan series de caudales.

1.4. Principales elementos o partes de una PCH's.

-Obra de toma o bocatoma: puede incluir obras de embalse, presas o mediante captaciones de paso (captación lateral de un río).

-Conducción: puede tomar la forma de canal o túnel que transporta el agua desde la bocatoma hasta la cámara o tanque de carga.

-Cámara o tanque de presión: estructura que recibe el agua del canal antes de su ingreso a la tubería de presión.

-Desarenador: estructura civil que permite el asentamiento de las partículas sólidas en suspensión en el agua al reducir la velocidad de flujo. Puede instalarse en la bocatoma o en la cámara de carga.

-Compuertas: dispositivos para controlar el flujo en las tomas, canales y cámaras de presión.

-Rejillas (mallas): dispositivo para evitar el paso de sólidos o flotantes de determinada dimensión.

-Tubería de Presión: tubería que transporte el agua desde

la cámara de presión hasta la turbina y que permite aprovechar la energía potencial del salto.

-Salto: altura vertical desde el nivel libre del agua en la cámara de presión, hasta el nivel de máximo aprovechamiento de la turbina.

-Válvula principal: dispositivo de aislamiento de la turbina con respecto a la tubería de presión, normalmente no se usa para fines de regulación.

-Turbina: motor hidráulico que aprovecha la energía hidráulica disponible y la convierte en energía mecánica, pueden ser del tipo:

- Pelton (turbina de acción de flujo tangencial)
- Michell-Banki (turbina de acción de flujo transversal).
- Francis (turbina de reacción).
- Kaplan (turbina de reacción de flujo axial).
- Turgo (Pelton de varios inyectores).

-Transmisión Turbina-Generador: sistema para transmitir la energía desde el eje de la turbina hasta el eje del generador. Puede ser por acoplamiento directo o por medio de transmisión (bandas, engranajes o cadenas).

-Generador: máquina eléctrica que convierte la energía mecánica en energía eléctrica, pueden ser sincrónicos y asincrónicos.

-Tablero de control e instrumentación.

-Transformador.

-Línea de transmisión

-Redes de distribución

1.5. Estado actual y perspectivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia

Colombia ha sido clasificada, como el cuarto país en el mundo con capacidad hidráulica, con un caudal promedio multianual en los principales ríos de 52.075, m³/seg y un área total de 1.141.748 km².

En cuanto a hidroelectricidad en proyectos grandes, según el inventario de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, se cuenta con un potencial de 93.085 MW resultado del inventario de 308 proyectos mayores de 100 MW, de esta potencialidad se han convertido 7.700 MW a capacidad instalada. Según el Plan Energético Nacional - PEN-, en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se ha estimado un potencial global de 25.000 MW instalables, de los cuales según el inventario del Programa Nacional de Energías No Convencionales y de estudios adelantados por la Universidad Nacional de Colombia, se han construido 197 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (ver planos 1 y 2 e inventario anexo), con una capacidad instalada aproximada de 168.2 MW, a pesar de contar con este gran potencial, en proyectos grandes, sólo se ha explotado un 8,27% y en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas un 0,67%.

1.6. Estadísticas del agua en Colombia

Colombia cuenta con 742.725 cuencas hidrográficas, un caudal promedio multianual de 52.075 m³/seg. Los rendimientos de los principales ríos que desembocan en el Océano Atlántico Pacífico y Región Oriental varían desde 44.4563 lt/seg/km² a 104.63lt/seg/km²

La capacidad útil de los 114 embalses es 3.416.618x10³ m³, de los 791 lagos de 64.979x10³m³ y de 685 lagunas de 7.950.826m³, para un volumen total de 11.432.423x10³m³, sin incluir las ciénagas. Su régimen pluviométrico es muy variado, desde 300 mm, de precipitación anual en la guajira, hasta 9000 mm. en la zona Pacífica.

Colombia con 1,141.748 km² de área, tiene una precipitación media anual de 3000 mm, 3425 km³ de volumen precipitado, 1313 km³ de volumen anual evaporado y un volumen disponible para escorrentía superficial de 2112 km³, presenta un rendimiento promedio de 58 lt/seg/km². Colombia con el 0.77% del área continental aporta el 4% de la escorrentía media total ; el rendimiento medio anual de Colombia es seis veces mayor que el rendimiento promedio del total del mundo (10lt/seg/km²), además cuenta con tres cordilleras, Sierras Nevadas y numerosas serranías que hacen que sus ríos y quebradas caigan desde los 3500 msnm, hasta el nivel del mar.

De lo anterior, se deduce el potencial del país tanto para la construcción de grandes centrales hidroeléctricas como para las pequeñas centrales hidroeléctricas.

En cuanto a pequeñas centrales hidroeléctricas, se estima un potencial de 25000 MW de los cuales se han instalado 168.2 MW, en 197 pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que equivale al 0,67% del total aprovechable.

Estos datos, de lo ejecutado, versus el potencial disponible, reflejan un uso bastante reducido del recurso hidroeléctrico colombiano.

1.7. Reseña histórica de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia.

En Colombia, las PCH's comenzaron a implantarse a finales de 1889 con la puesta en marcha de plantas en Bogotá, Bucaramanga y Cúcuta. En Santa Marta se construyó una PCH en 1898 y se tienen referencias de construcción de PCH's en años anteriores principalmente para abastecimiento de energía a fincas.

En 1930 existían en Colombia plantas hidroeléctricas que funcionaban a filo de agua suministrando un potencial de 45 MW. Durante los años 40-60 se instalaron gran cantidad de PCH's para electrificar a pequeñas y medianas poblaciones; en el periodo comprendido hasta los años 60

al 80, no hubo construcciones de PCH's y por el contrario, y debido a la falta de mantenimiento o interconexión muchas quedaron fuera de servicio.

La crisis energética a comienzos de la década del 70, fortalece la idea de incrementar la participación de las fuentes de energía no convencionales en los planes de expansión, participación que incluye las PCH's, se constituyen entonces, numerosos grupos de investigación en el área, sin embargo la falta de apoyo, impide la consolidación de dichos grupos. Paralelamente, el Gobierno Nacional, con el apoyo de cooperación técnica internacional, emprendió diversos trabajos para incrementar la participación de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas e inicia a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL-, un Plan Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con resultados desalentadores. Otras entidades como la Corporación Autónoma del Valle del Cauca -CVC- y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -CORELCA-, mostraron mayores logros, aunque no significativos y sin importancia dentro del balance energético regional y menos aún dentro del balance energético nacional.

Con la crisis del sector eléctrico, durante el racionamiento en 1992, se abre nuevamente la posibilidad de desarrollar los proyectos estancados y la posibilidad de evaluar otros nuevos. En tal sentido, entidades como el ICEL, reactivar sus programas de pequeñas centrales, con el estudio y construcción de proyectos en Nariño, Cauca, Chocó, Guajira y Meta.

Adicionalmente, el gobierno colombiano, ha empezado a fortalecer los programas de PCH's y otras fuentes renovables mediante la Ley Eléctrica, donde asignan funciones específicas en energización e investigación al ICEL y al INEA. Igualmente, fortalece la financiación de proyectos, mediante la ley 141 del 28 de junio de 1994, por medio de la cual se creó el Fondo Nacional de Regalías, en el cual se asignará un 15% de los recursos, para financiar proyectos regionales de inversión en energización, dichos recursos provienen de las regalías que reciben los departamentos y los municipios por la explotación de recursos no renovables como el carbón y el petróleo.

1.8. Experiencias en planes y programas de PCH's.

1.8.1. Plan de microcentrales ICEL: durante los años 1978 a 1983, el ICEL realizó estudios de prefactibilidad y factibilidad en sitios aislados. Los proyectos evaluados en este Plan son los siguientes: Unguía (1100 Kw), Bahía Solano (2400 Kw), El Calvario (200 Kw), Santa Rosa (250 Kw), Argelia (750 Kw), Jurado (800 Kw), Paya (48 Kw), Pisba (36 Kw), Mitú (650 Kw), Aguazul (4800 Kw), Puerto López (600 Kw), Tame (1800 Kw). Con este programa se pretendía instalar cerca de 13,4 MW en zonas aisladas pero sólo se ejecutaron los proyectos de Paya y Pisba.

1.8.2. Cooperación técnica alemana : el ICEL con el fin de aprovechar al máximo los equipos de generación, ejecutó un estudio con cooperación de la República Federal Alemana, para 21 pequeñas centrales hidroeléctricas, con lo cual incrementaría la potencia de cada planta.

1.8.3. Plan ICEL- JICA: el ICEL solicitó al Gobierno del Japón en 1987, la realización de un estudio de rehabilitación para 82 pequeñas centrales eléctricas (3 térmicas, 62 hidráulicas y 17 diesel), las cuales eran operadas por 15 electrificadoras filiales del ICEL, de estas 82 centrales se escogieron para estudios de factibilidad las siguientes pequeñas centrales hidroeléctricas: municipal, intermedia y San Cancio en el Departamento de Caldas y Julio Bravo en el Departamento de Nariño.

1.8.4. Proyecto territorios nacionales: este proyecto fue desarrollado por ICEL, con la colaboración del Gobierno Italiano; se seleccionaron 16 posibles proyectos, de las cuales se les realizaron a estudios de factibilidad técnico económica para los siguientes: San Pedro (12 MW), Mesetas (720 Kw), Nunchía (entre 800 - 1000 Kw), La Salina (500 Kw), Recetor (450 Kw), Tauranema (entre 600 - 800 Kw).

1.8.5. Plan microcentrales CORELCA - PESENCA: CORELCA a través de PESENCA, en 1985, con la participación del ICA y la GTZ, desarrolló un programa en la Costa Atlántica cuyos resultados fueron los siguientes: Palmor (Magdalena, 125 Kw, en operación), Caracolí (Guajira, 100 Kw, en construcción), Palestina (Magdalena, 8.5 Kw), Paucedonia (Magdalena, 15 Kw, en operación), Siervo Arias (Magdalena, 12 Kw, en operación), Sacramento (Magdalena, 23 Kw, en operación), Río Piedras (Magdalena, 250 Kw, en construcción), rehabilitación de la PCH de Gaira (Magdalena, 1090 Kw), Mico Ahumado (Bolívar, 120 Kw, en construcción), Machosolo (Magdalena, 10 Kw, en operación). En este Plan se identificaron los proyectos de: Nabusinake (Magdalena, 30 Kw), Simití (Bolívar, 1900 Kw), Santa Rosa de Simití (Bolívar, 300 Kw), Villa Germanía (Cesar, 60 Kw).

1.8.6. Proyecto piloto en zonas aisladas: el Ministerio de Minas y Energía, fue encargado por el Gobierno Nacional para adelantar los siguientes proyectos piloto para suministro de energía eléctrica: Cumbitara (Nariño, 125 Kw, en construcción), Acandí (Chocó, 300 Kw, en proyecto), La Macarena (Meta, 150 Kw, en proyecto), Caracolí (Guajira, 100 Kw, en construcción), Bahía Solano (Chocó, 600 Kw, Puerto López (Cauca, 300 Kw, en construcción).

1.8.7. Plan de rehabilitación de PCH's de la CVC: en 1983, la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca -CVC- realizó estudios de rehabilitación de las siguientes centrales: Cali I y II, Nima I y II, Guadalajara, El Rubor, La Rivera, Riofrío y Consota. En 1992 inició gestiones para la consecución de los recursos financieros

necesarios para emprender los trabajos de recuperación de estas instalaciones, con un costo total estimado de US\$ 23.000.000

1.8.8. El ICEL (1995-1997): desarrolla un programa de construcción de PCH's en Chorrera(Amazonas) 40 Kw, San Pedro 15000 Kw, López de Micay(Cauca) 450 Kw, Guapi (Cauca) 13500 Kw, Timbiquí (Cauca) 8800 Kw, B. Solano (Choco) 2220 Kw, Unguía (Choco) 1100 Kw, Acandí 250 Kw, Pizarro 2000 Kw, San José de Guaviare 15000 Kw, El retorno 110 Kw, La Macarena 600 Kw, Puerto Carreño 5000 Kw, Bocas de Satinga 3030 Kw, Mocoa (Putumayo) 22000 Kw y Mitu (Vaupés) 320 Kw, que adiccionarán al sistema 114.8 MW.

Así mismo en marzo de 1996 se inauguro Riofrio II de 9.6 MW, construida por la Compañía de Electricidad de Tulua. Adicionalmente se han construido e instalado aproximadamente 50 Picocentrales con potencias entre 300 y 900 vatios durante el periodo de 1994 y 1995 y en el año de 1995 se instaló una microcentral de 6 Kw en el Parque Nacional de los Guacharos en el Departamento del Huila.

1.8.9. El INEA (1995-1997): adelanta proyectos de diagnostico técnico para la rehabilitación de PCH's, fuera de servicio, adecuación de criterios de diseño de PCH's y levantamiento del potencial hídrico para generación hidroeléctrica a pequeña escala.

1.9. Estructura y evaluación de costos de los proyectos de hidroelectricidad a pequeña escala - HePE.-

En el caso colombiano, según el estudio elaborado para el Programa Nacional de Energías No Convencionales PNENC, el costo por Kw varía en un rango de US\$ 1300 a 136002 , valores superiores a los promedios internacionales. Los costos de Kw rehabilitados se encontraban en 1990 alrededor de US\$ 1200 y US\$ 3000 a precios de 1990.

La estructura de costos de los proyectos hidroeléctricos varían dependiendo de las condiciones geográficas y de acceso al sitio seleccionado. Para los proyectos a pequeña escala estudiados y construidos en el país se puede establecer los siguientes rangos:

Obra civil	30% - 50%
Equipo electromecánico	20% - 35%
Sistema de transmisión	10% - 25%
Ingeniería y Administración	5% - 15%

Por lo tanto, una estrategia de reducción de los costos de proyectos para la generación de electricidad a pequeña escala, debe centrarse en la disminución de los costos de la obra civil, del equipo electromecánico y de la ingeniería del proyecto.

1.10. Distribución regional de las pequeñas centrales hidroeléctricas construidas en Colombia.

Con el inventario adelantado para el Programa Nacional de Energías No Convencionales, el inventario efectuado por la Universidad Nacional de Colombia y la actualización que se ha venido desarrollando en el INEA, se contabilizan y un total de 217 pequeñas centrales hidroeléctricas, menores de 5000 Kw, con una capacidad instalada estimada de 180 MW, lo que equivale al 2,3% de la potencia total instalada, en centrales hidroeléctricas en Colombia³ y al 0,72% del potencial disponible estimado de pequeña escala (25.000 MW). De estas centrales, 38 se encuentran fuera de servicio, lo que equivale al 17,5% del total de pequeñas centrales hidroeléctricas y al 26,5% de la capacidad total instalada (47,8 MW).

La distribución regional, por departamentos, de las pequeñas centrales hidroeléctricas se presenta en las tablas 1.1, y su ubicación en el mapa 2 (ver anexos).

El mayor número instalado en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se localizan en el departamento de Antioquía con el 19,69% (38 PCH's); el departamento con mayor capacidad instalada es Santander con 18,31% (30,8 MW).

1.11. Clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas en Colombia.

Con el fin de unificar criterios y homologar conceptos, se ha utilizado la clasificación de la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE-, picocentrales entre 0.5 y 5 Kw, microcentrales entre 5 y 50 Kw, minicentrales 50-500 Kw y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas 500-5000 Kw.

Con base en la clasificación de la -OLADE-, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia tienen la siguiente distribución: 13 Microcentrales con 220 Kw instalados, 101 Minicentrales con 22220 Kw instalados, Pequeñas Centrales 79 con 149676 Kw instalados.

DEPARTAMENTO	NUMERO PCH's	CAP. INST. Kw
ANTIOQUIA	38	17191
BOYACA	8	5005
CALDAS	23	17192
CAQUETA	1	45
CAUCA	12	11140
CHOCO	1	2000
CUNDINAMARCA	13	14765
HUILA	9	9865
META	3	628
NARIÑO	98	9836
PUTUMAYO	3	714
QUINDIO	7	11915
RISARALDA	3	6570
SANTANDER	24	30852
TOLIMA	8	11211
VALLE	17	16810
TOTAL	193	168517

Tabla 1.1. Distribución y capacidad instalada de PCH's en Colombia.

El tipo de pequeña central más representativo, es el grupo entre 50 y 500 Kw o de minicentrales.

El grupo de las microcentrales tiene una media de 16,9 Kw con una desviación estándar de 10,5 Kw; las minicentrales tienen una media de 220 Kw y una desviación estándar de 104 Kw; las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen una media de 1894,6 Kw con una desviación estándar de 1305,2 Kw.

1.12. Características constructivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia.

Los inventarios disponibles disponen de muy pocas fichas técnicas completas, acerca de las características constructivas de las PCH's. En cuanto a las obras civiles, sobre una muestra de 57 fichas técnicas de Pequeñas Centrales se observó como 96,5% (55 centrales) tienen presas y canales de conducción construidos en concreto y sólo en el 3,5% restante se utilizó presas de madera y tierra.

En cuanto a tuberías de conducción, sobre una muestra de 65 pequeñas centrales, se notó que en el 93,8% (61 centrales) se utilizaron tuberías de acero, en el 4,6% (3 centrales) se empleó tubería de asbesto cemento y sólo en una se utilizó tubería PVC. Este hecho, evidencia la tendencia al uso de tecnologías convencionales de alto costo en la construcción de PCH's en Colombia.

Entre los diversos tipos de turbinas utilizados por las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las más utilizadas son las tipos Francis (el 31,61% de las centrales utilizan esta turbina) y las tipo Pelton (utilizadas por el 27,98% de las centrales). La tabla 1.2, muestra el tipo, número de pequeñas centrales y potencia instalada por tipo de turbina.

Las menos comunes, son las tipo Kaplan (sólo una PCH's cuenta con este tipo de turbina) y las bombas centrífugas utilizadas como turbinas, La turbina Francis es la más utilizada en las centrales tipo Pequeña Central y Minicentrales, en tanto que, las turbinas Michell-Banki es la más utilizada en las centrales tipo Microcentral.

TIPO TURBINA	NUMERO CENTRAL ES	POT. IN ST. Kw
PELTON	54	58435
FRANCIS	61	69008
MICHELL-BANKI	7	245
COMBINADOS (P-F)	9	13506
OTROS	3	1383
SIN INFORMACION	59	25940
TOTAL	193	168517

Tabla 1.2. Tipos de turbinas instalados en PCH's.

La caracterización presentada, no incluye el número de turbinas de cada tipo, dado que el inventario disponible y analizado tiene un gran vacío de información.

1.13. Proyectos para aprovechamientos hidráulicas menores de 5000 Kw

Los proyectos para pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 5000 Kw, dentro del inventario de -PNENC-, de PROMONARIÑO y la actualización que se ha venido haciendo del mismo, contabiliza un total de 77 proyectos, con un potencial instalable de 82 MW aproximadamente.

Dentro de las diversas etapas de estudio, cerca del 60% de los proyectos se encuentran en etapa de reconocimiento, la tabla 1.3, muestra el número de proyectos, su estado y el potencial instalable.

ETAPA	CANTIDAD	POTENCIA Kw
DISEÑO	7	6140
FACTIBILIDAD	13	11863
PREFACTIBILIDAD	10	16355
RECONOCIMIENTO	47	47895
TOTAL	77	82253

Tabla 1.3 Proyectos de PCH's

Del total de proyectos inventariados, el 49.35% (38 proyectos), están ubicados en la franja de 500 a 5000 Kw, cada uno de estos se encuentra en una diferente etapa de desarrollo.

En la tabla 1.4 se presentan los diferentes tipos de pequeñas centrales y el estado en que se encontraba en el momento de hacer el inventario.

	MICROC	MINIC.	PCH's
DISEÑO	2	5	
FACTIBILIDAD	1	7	5
PREFACTIBILIDAD		1	9
RECONOCIMIENTO	11	17	17
TOTAL	12	27	36

Tabla 1.4. Estado de los proyectos según tipo de pequeña central hidroeléctrica.

1.14. Proyectos del INEA en el área de las pequeñas centrales hidroeléctricas

A partir del Decreto 588 de 1991 y del Decreto 1494, por medio de los cuales el Gobierno Nacional reestructuró el INEA, asignándole nuevas funciones y específicamente en el campo de las energías alternativas y en el uso racional de energía, el Instituto ha venido ejecutando proyectos orientados a realizar, promover y difundir investigación y desarrollo tecnológico en pequeñas centrales hidroeléctricas, en la tabla 1.5 se relacionan algunos de los programas y proyectos que en dicho campo se han formulado y ejecutado.

PROYECTO ESTADO AÑO DE EJECUCION

PROYECTO	ESTADO	AÑO DE EJECUCION
MINICENTRAL DE SAN LUCAS, 20Kw	DISEÑO EJECUTADO	92-93
ADecuACION Y ANANALISIS DE LOS CRITERIOS DE DISEÑO EN CONSTRUCCION DE OBRAS CIVILES Y DE LAS ESPECIFICACIONES DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	EN EJECUCION	95-96
CONSTRUCCION DE OBRAS CIVILES, MONTAJE ELECTROMECHANICO Y REDES DE DISTRIBUCION DE LA MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE SAN LUCAS, SUR DE BOLIVAR	FORMULADO DNP	-*-
INVESTIGACION DE DESARROLLO Y TURBINAS Y GENERADORES PARA MICROCENTRALES HIDROELECTRICAS (HASTA 50 Kw) UTILIZANDO BOMBAS CENTRIFUGAS Y MOTORES DE INDUCCION	FORMULADO DNP	-*-
DESEMPEÑO DEL POTENCIAL APROVECHABLE PARA EL DESARROLLO DE GENERACION ELECTRICA A PEQUEÑA ESCALA, A NIVEL REGIONAL PARA POBLACIONES NO INTERCONECTADAS	FORMULADO DNP	96-98
DIAGNOSTICO TECNICO-ECONOMICO PARA LA REHABILITACION DE PCHs FUERA DE SERVICIO EN COLOMBIA	FORMULADO DNP	96-97

Tabla 1.5. Proyectos ejecutados, en ejecución y formulados por el INEA -Departamento Nacional de Planeación

CAPITULO 2.

ESTUDIO DE DEMANDA Y POTENCIA

El presente capítulo muestra diferentes metodologías utilizadas para determinar la demanda y potencia necesaria en un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas para una población determinada.

Inicialmente se muestra un modelo de proyección y un ejemplo utilizado en el proyecto de Timbiquí, Cauca y posteriormente una metodología utilizada por OLADE y utilizada en el diseño de San Lucas, sur de Bolívar.

2.1. Proyecciones de demanda

Con base en una serie de encuestas se determina la proyección de demanda para la zona de influencia del proyecto, estableciéndose las condiciones socioeconómicas de los habitantes de la región y los tipos de consumo que presentan la mejor alternativa, para la población.

2.1.1. Características de la zona

La mayoría de los municipios aptos para aplicar este tipo de proyectos están enmarcados dentro de la tipificación de pequeños municipios. Algunas de las características que debe tener la zona de estudio para la aplicación de este modelo son:

- Tener menos de 10.000 habitantes por cabecera municipal.
- Tener menos de 50 transformadores de distribución urbana.
- Con uno o dos circuitos primarios urbanos.
- Predominio del sector residencia, I, con un escaso comercio, un sector industrial limitado casi a procesos artesanales.
- Contar con un precario planeamiento urbano y rural.
- Circuitos primarios rurales deben ser prolongaciones de los circuitos primarios urbanos.

La información básica son los registros históricos de consumo en el área o el consumo promedio obtenido a partir de la encuesta adelantada en la zona.

2.1.2. proyección de números de usuarios

Para determinar el número de usuarios a servir se debe utilizar el método de proyección de demanda de usuarios por sectores y cada sector ajustado a un modelo de tendencia.

El método efectuará un estudio que tenga como objetivo presentar la cobertura del servicio de energía en las zonas

rurales y urbanas del área de influencia.

En el sector rural se debe identificar para cada grupo veredal la cantidad de suscriptores que lo conforman, el número de viviendas rurales sin servicio y población rural con servicio, esta última información obtenida a partir del censo de viviendas rurales sin electrificar localizadas en la zona de influencia del proyecto.

En cuanto al sector urbano se identificará la cobertura urbana para el municipio o localidades, estableciendo el número de viviendas que no tiene energía.

2.1.3. Estimación de la tasa vegetativa de la demanda

Con las estadísticas de población (número de habitantes y de viviendas) de los 2 últimos censos (1985 y 1993), se obtienen las tasas vegetativas de crecimiento de las demandas de energía y potencia de la zona de influencia del proyecto, así mismo se podrán estimar consumos promedios de energía para la zona del proyecto.

La tasa vegetativa se obtiene a partir de la siguiente fórmula la cual utiliza el número de habitantes de los dos últimos censos según el DANE :

$$TCD = (.HABIT1993 / HABIT1985)^{1/8-1}$$

Donde: TCD = Tasa de crecimiento vegetativa

Para el ejemplo del diseño en el municipio de Timbiquí, Departamento del Cauca, se obtuvo una tasa de 1.8%, mientras que para el área rural la tasa fue del 2.5% por lo cual se promedia.

2.1.4. Nuevos usuarios y cargas especiales

A los usuarios nuevos en pequeños predios se les asignará un consumo igual al promedio calculado para un sector (residencial o comercial), dependiendo del año en que se estime que entra a operar el proyecto; la demanda de estos usuarios se proyecta con tasa de crecimiento vegetativa.

Como nuevos usuarios se consideran urbanizaciones y predios urbanizables, para ello es necesario consultar con las dependencias encargadas del planeamiento municipal y desarrollo urbano. Se deben considerar el número de usuarios que ingresarán para cada sector y la nueva carga de alumbrado público, a estos usuarios se les asignará un consumo y una tasa de crecimiento vegetativa iguales a la encontrada para los usuarios ya establecidos. Esta nueva demanda se adiciona a las proyecciones globales.

De igual manera se ubicarán en el espacio y tiempo la posible entrada de nuevos grupos veredales localizados en el sector rural

Las cargas especiales cuyos consumos son considerables, serán localizaciones puntuales en el área de estudio y se tratarán individualmente para ser incorporadas dentro de la proyección de demanda.

2.1.5. Modelo general de proyección de demanda a corto plazo.

El modelo matemático de proyección de demanda involucra términos que buscan definir de la mejor forma posible el comportamiento específico de todos los componentes. Es así como el modelo matemático contempla de manera independiente el comportamiento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales, las cargas especiales, alumbrado público y uso oficial.

El modelo contiene seis componentes básicos de demanda correspondientes a los seis sectores antes mencionados. Cada uno de los términos que compone el modelo tiene su desarrollo propio y de acuerdo con la calidad y cantidad de información disponible se puede utilizar para dar unos resultados exactos, pero si no se tienen datos suficientes y de buena calidad se deben hacer pequeñas adaptaciones de los diferentes términos del modelo para obtener unos resultados satisfactorios y con un mínimo de error.

El modelo utilizará el término de la demanda residencial actual para saber la demanda futura. La formulación general del modelo es aplicable a todos los sectores de consumo, y el modelo tendrá datos de entrada, que estarán relacionados con el número de estratos, número de viviendas por estrato, incremento del número de viviendas, consumo unitario promedio, tasa de crecimiento vegetativo del consumo unitario promedio y demanda total por estrato.

2.2. Proyección de demanda para localidades pequeñas.

La metodología que se aplica tiene resolución a nivel de usuario sirviendo de base para planificar y prediseñar la red secundaria y los transformadores de distribución primaria. De manera similar se podrán determinar las necesidades en subtransmisión para la zona del proyecto.

La información básica está conformada por los datos de la encuesta, en cuanto a número de habitantes, número de viviendas, ingresos familiares, tarifa a pagar, consumos promedios, y capacidad instalada por usuario, vida útil del proyecto entre otros. De igual manera se tomó en cuenta las estadísticas de población del DANE para censos anteriores.

La proyección se realiza por medio de un modelo de tendencia; para determinar las tasas de crecimiento normal de la demanda, por crecimiento vegetativo y entrada normal

de nuevos usuarios, se depura la serie histórica sin incluir la entrada de bloques grandes de usuarios o cargas especiales.

La demanda no considerada, se incorpora posteriormente en la proyección global con las tasas de crecimiento encontradas en forma puntual para las cargas especiales. En un paso posterior se ajustan las proyecciones con los estimativos de pérdidas que se tengan para obtener una proyección de demanda real.

Para los usuarios nuevos en pequeños predios se les asignará un consumo igual al promedio calculado para su sector (residencial o comercial), dependiendo del año en que se estime que entra a operar el proyecto, la demanda de estos usuarios se proyecta con tasa de crecimiento vegetativa.

$$D_{jl} = DR_{jl} + DC_{jl} + DCE_{jl} + DAP_{jl} + DVO_{jl} + D_{il}$$

Donde:

- j : Año a considerar
- l : Municipio, o zona
- D : Demanda Total
- DR: Demanda residencial
- DC: Demanda Comercial
- DI : Demanda Industrial
- DCE: Demanda por cargas especiales
- DAP: Demanda por alumbrado público
- DVO: Demanda por consumidores oficiales

Cada uno de los términos que compone la ecuación anterior tiene su desarrollo propio y de acuerdo con la calidad de la información disponible en la encuesta se puede tener precisión en la proyección de la demanda.

Es así como el modelo utiliza el término de la demanda residencial para saber la demanda futura y se expresa así:

$$DR_{j,l} = \sum_{i=1}^{NE} DR_{i,j,l}$$

Donde :

- DR_{j,l} : Demanda residencial
- DR_{i,j,l} : Demanda residencial total por estrato
- i : Estrato (dos estratos)
- S : Sumatoria

La formulación del cálculo de la demanda para cada estrato es:

$$DR_{i,j,l} = (X_{i,o,l})(A_{i,o})(1+TV_i)^j + S \quad (X_{i,k,l})(A_{i,o})(1 + TV_i)^{j-k}$$

k=1
donde:

o: Año base que se refiere al año cero
 k: Años comprendidos entre el siguiente al año o y el año j
 Xi,j,l: Número de viviendas del estrato
 Xi,k,l: Incremento en el número de viviendas
 Ai,o: Consumo unitario promedio
 Tvi :Tasa de crecimiento del consumo promedio

La formulación general del modelo es aplicable a todos los sectores de consumo, el modelo tiene datos de entrada, los cuales están relacionados con el número de estratos, número de viviendas por estrato, incremento del número de viviendas, tasa de crecimiento vegetativo del consumo promedio y demanda total por estrato.

2.2.1. Numero total de usuarios por sectores de consumo

Como ejemplo se presenta la metodología utilizada en el municipio de Timbiquí el

SECTOR	TOTAL MUNICIPIO TIMBIQUI	TOTAL CUENCA TIMBIQUI	TOTAL CUENCA SAJA
XR1, O,1 *	2.346	1.291	1.056
XR2, O, 1 *	587	323	264
Xc, O, 1 *	326	179	147
Xce, o, 1 *	8	4	4
Xap, o, 1 *	2	1	1
Xvo, o, 1 *	9	5	4
TV *1	0	2.200	1.700

*= Usuarios servidos puestos en facturación

*1= Tasa de crecimiento vegetativo del consumo

Tabla 2.1. Proyecciones de demanda por sectores. Proyecciones de demanda del proyecto PCH de Timbiquí-Cauca.

Departamento del Cauca. En las tablas 2.1 y 2.2 se presenta la proyección y modelo de proyección de demandas para el municipio.

En la tabla 2.3, se presentan los parámetros y datos fijos aplicados en el proyecto.

2.3. Metodología utilizada en el diseño de la PCH's de san lucas sur del Departamento de Bolívar.

El Corregimiento de San Lucas cuenta con una población de 323 habitantes, repartidos en 50 viviendas (casco urbano y rural), una escuela y una iglesia; datos conocidos y modificados a partir del censo realizado en 1.992, la gran mayoría de ellos dedicados a la agricultura, minería y ganadería.

Como fuente de energía actual poseen una planta diesel Perkin, utilizada para alumbrado público y uso de los pocos doméstico opera de 7:00 a 10:00 p.m. (generalmente

dañada por falta de repuestos). Para la preparación de sus alimentos utilizan, petróleo, gasolina, gas (combustibles, difíciles de conseguir por el mal estado de la carretera) y leña cuyo consumo acrecienta el daño ecológico debido a la gran demanda de madera; esta serie de factores plantean la urgente necesidad de solucionar el problema de electrificación mediante la construcción de una pequeña central hidroeléctrica.

El período de utilidad para el cual se diseña una microcentral de acuerdo a la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía Eléctrica) es de 15 años, por lo tanto se realizará la proyección de la población para el tiempo mencionado, aplicando el método geométrico con una tasa de crecimiento que el DANE considera en el 3% anual pero considerando los siguientes parámetros:

- Una proyección baja con una tasa de crecimiento del 1%, que indica una migración de la zona.
- Una proyección media con una tasa de crecimiento del 2%, comparada al crecimiento vegetativo promedio del país.
- Una proyección alta con una tasa del 3% implicando una continua migración a la

región. Para la proyección geométrica se emplea la fórmula

- Una proyección alta con una tasa del 3% implicando una migración a la zona, caso que puede presentarse para San Lucas por ser una región minera.

La microcentral no solo generará energía para el Corregimiento de San Lucas, sino también para el Corregimiento aledaño de San José; este último tiene una población actual de 167 habitantes y se proyectará a 15 años con una tasa de crecimiento adoptada igual que la del corregimiento de San Lucas. Dicha posibilidad de generar energía para los dos corregimientos tiene como fin comparar la relación beneficio costo de ésta con otras alternativas y así escoger la más conveniente para los intereses de toda la región. Para la proyección geométrica se utiliza la siguiente fórmula.

$$Pf = Po(1+r/100)^n$$

Pf = Población futura proyectada.

Po = Población actual

r = Tasa de crecimiento, en porcentaje.

N = Período de diseño, en años.

Datos:

Po = San Lucas 323 hab. S. José 167 hab

I= 3%

n =15 años

En la tabla 2.4 se observa el número de habitantes proyectados a 15 años partiendo de 1993, para el año 2008 se tendrían 786 habitantes para las dos poblaciones, este

valor es el que se toma como base para calcular la emanda total de energía en los municipios involucrados en el proyecto.

n = 15 años.

Año	No. Viviendas zona de Influencia	Demanda Residencial Mwh	Demanda Comercial Mwh	Demandas Cargas Especiales Mwh	Demanda Público Mwh	Demanda Oficial Mwh	% Pérdidas Mwh	Demanda Total	Demanda Total
1994									
1995									
1996	3278	4399.7	1173.2	134.4	21.6	81.0	290.5	6100.4	1841.9
1997	3350	4496.4	1199.1	137.4	22.1	82.8	292.9	6234.6	1882.4
1998	3424	4595.4	1225.4	140.4	22.6	84.6	303.4	6371.8	1923.8
1999	3499	4696.5	1252.4	143.5	23.1	86.5	310.1	6511.9	1966.2
2000	3576	4799.8	1279.9	146.6	23.6	88.4	316.9	6655.2	2009.4
2001	3655	4905.4	1308.1	149.8	24.1	90.3	323.9	6801.6	2053.6
2002	3735	5013.3	1336.9	153.1	24.6	92.3	331.0	6951.2	2098.8
2003	3817	5132.6	1366.3	156.5	25.2	94.3	338.3	7104.2	2145.0
2004	3901	5236.3	1396.3	160.0	25.7	96.4	345.7	7260.5	2192.2
2005	3987	5351.5	1427.1	163.5	26.3	98.5	353.3	7420.2	2240.4
2006	4075	5469.2	1458.5	167.1	26.9	100.7	361.1	7583.4	2289.7
2007	4165	5589.6	1490.6	170.7	27.4	102.9	369.1	7750.3	2340.1
2008	4256	5712.5	1523.3	174.5	28.0	105.2	377.2	7920.8	2391.5
2009	4350	5838.2	1556.9	178.3	28.7	107.5	385.5	8095.0	2444.2
2010	4446	5966.7	1591.1	182.3	29.3	109.8	394.0	8273.1	2497.9
2011	4543	6097.9	1626.1	186.3	29.9	112.3	402.6	8455.1	2552.9
2012	4643	6232.1	1661.9	190.4	30.6	114.7	411.5	8641.1	2609.9
2013	4745	6369.2	1698.4	194.6	31.3	117.3	420.5	8831.3	2666.4
2014	4850	6509.3	1735.8	198.8	32.0	119.8	429.8	9025.5	2725.1
2015	4957	6652.5	1774.0	203.2	32.7	122.5	439.2	9224.1	2785.1
2016	5066	6798.9	1813.0	207.7	33.4	125.2	448.9	9427.0	2846.3
2017	5177	6948.4	1852.9	212.3	34.1	127.9	458.8	9634.4	2908.9
2018	5291	7101.3	1893.7	216.9	34.9	130.7	468.9	9846.4	2972.9
2019	5407	7257.5	1935.3	221.7	35.6	133.6	479.2	10063.0	3038.3
2020	5526	7417.2	1977.9	226.6	36.4	136.6	489.7	10284.4	3105.2

Tabla 2.2 . Modelo de proyeccion de demanda por sectores : residencial, comercial, cargas especiales y sector oficial.

= Número de estrato	$X_{i,K,l}$ = Incremento en el número de viviendas del estratos
o = Año base, que se refiere al año cero	$A_{i,o}$ = Consumo unitario promedio
K = Años comprendidos entre el siguiente al año o el año	
JEN = Número de estratos o sectores considerados	T_{vi} = Tasa de crecimiento vegetativo del consumo unitario promedio.
DATOS FIJOS :	wH KwH-año
$A_{1,o}$ = Consumo prom. Residencial estrato 1	= 120 1440
$A_{2,o}$ = Consumo prom. Residencial estrato 2	= 145 1740
$A_{c,o}$ = Consumo promedio comercial	= 300 3600
$A_{ce,o}$ = Consumo prom. Cargas especiales	= 1400 6800
$A_{ce,o}$ = Consumo prom. Cargas especiales	= 900 10800
$A_{ap,o}$ = Consumo prom. Alumbrado público	= 800 9000
	TOTAL
	CUENCA
	TIMBIQUI
	SAIJA
$XR_{1,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación estrato 1 residencial	= 2346 1291 1056
$XR_{2,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación estrato 2 residencial	= 587 323 264
$X_{c,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación sector comercial	= 326 179 147
$X_{ce,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación sector cargas espec.	= 8 4 4
$X_{ap,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación alumbrado público	= 2 1 1
$X_{vo,o,1}$ = Usuarios servidos puestos en facturación sector oficial	= 9 5 4
TV = Tasa de crecimiento vegetativo del consumo unitario promedio	= 0,022 1803 1475

Tabla 2.3 Parámetros del modelo y datos fijos utilizados en el modelo.

AÑO	Pf (San Lucas)	Pf (San José)	Pf total
1992	323	167	490
1993	333	172	505
1998	386	199	585
2003	447	231	678
2008	518	268	786

Tabla 2.4. Proyección de la población para los corregimientos de San Lucas y San José.

2.3.1 Demanda de energía

Para la determinación de la demanda de energía se han escogido dos métodos que a continuación se enumeran:

-Método 1. Se analizaron datos y estudios estadísticos confiables de poblaciones con similar estado de desarrollo, y se dedujo que el índice de instalación por habitante incluyendo su participación en todos los sectores es un promedio ponderado de:

0,226 Kw/hab. a nivel nacional.

0,200 Kw/hab. para electrificadora ICEL.

0,108 Kw/hab. para electrificadoras de menor consumo (Huila, Cesar, Nariño, Támesis y Sinifana).

0,100 Kw/hab. para el Municipio aledaño de Santa Rosa.

Los valores anteriores fueron obtenidos de la demanda máxima del sistema, que representa el índice de consumo para Colombia.

Se decidió tomar un índice promedio por habitante del promedio entre los electrificados del ICEL, las de bajo consumo y la de Santa Rosa, por tanto se adoptó un índice definitivo de 0,15 kw /hab.

El cálculo de la demanda de energía se halla multiplicando el índice por habitante por la población total proyectada, así:

$$DE = K * PfTotal$$

DE = Demanda de Energía proyectada, en Kw.

K = Índice de demanda por habitante, Kw/hab., igual a 0,15 Kw/hab.

PfTotal = Población futura proyectada a 15 años de los dos Corregimientos en estudio, igual a 786 habitantes.

Obteniendo:

$$DE = 118 \text{ Kw}$$

Que será la potencia que deben generar las turbinas para suplir las necesidades de las poblaciones de San Lucas y San José, en horas pico.

-Método 2. El cálculo de la demanda de energía está basado en el método utilizado en la Guía de Diseño de Obras Civiles de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de la OLADE.

Para las condiciones iniciales se obtienen datos basados en observaciones directas, encuestas y estadísticas de zonas rurales representativas, con algún grado de desarrollo eléctrico. Para el caso de electrificación rural, se adoptan los tipos de consumidores residencial, comercial, agroindustrial y alumbrado público.

El porcentaje de población que se incorpora inicialmente será aproximadamente de un 30% del total en la zona de influencia del proyecto. Se asume además que dentro de 15 años, el consumo comercial representa el 20 % del consumo residencial, el consumo agroindustrial el 30 % del residencial; y el alumbrado público el 10 % del consumo residencial.

De acuerdo con las metas propuestas para dentro de 15 años y adoptando un 10 % de pérdidas de energía, factor de carga de 35 % para la categoría de consumidor (consumidores localizados en áreas que se encuentran en proceso de desarrollo, que disponen de vías de comunicación de segundo orden), y un factor de potencia de 0,9; se obtienen los valores de energía requerida por consumidor y la demanda máxima por consumidor.

Con los valores de demanda o carga máxima por consumidor y considerando una variación lineal, se puede conocer la demanda por consumidor en los 15 años de período de diseño. Luego, si se conoce el número de consumidores, al multiplicar éste por la demanda máxima por consumidor se conoce el valor de la demanda de la población en un año determinado y por supuesto dentro de 15 años. El procedimiento para aplicar el método es el siguiente:

- LINEA 1 Población proyectada año a año.
 $P_{tn} = P_{ti}(1+tc/100)^n$
 P_{tn} = Población proyectada año por año.
 P_{ti} = Población inicial.
 tc = Tasa de crecimiento, en porcentaje igual a 3% anual.
 n = Número de años donde se desee proyectar la demanda.
- LINEA 2 Relación entre la población proyectada año a año (P_{tn}), y la población servida inicialmente (P_{si}) para el año de 1.993, (P_{tn}/P_{si}).
- LINEA 3 Con el valor del porcentaje de población incorporado inicialmente al servicio (P_{si}/P_{tn}), se obtiene de la Tabla 2.5, el valor de la proyección del porcentaje de la población que se va incorporando al servicio con relación a la población proyectada año por año (P_{si}/P_{ti}).
- LINEA 4 Factor de incremento de consumidores año a año.

Psi	AÑO			
	1	5	10	15
0,50	0,520	0,600	0,700	0,800
0,60	0,613	0,667	0,733	0,800
0,70	0,707	0,733	0,76	0,800
0,80	0,801	0,799	7	0,800
0,90	0,985	0,865	0,801	0,800
			0,835	

Tabla 2.5. Valores de Psi/Pti

Se obtiene de multiplicar las LINEAS 2 y 3.

- LINEA 5 Número total de abonados proyectado año a año.

Se obtiene de multiplicar el número total de abonados inicial (Nti), por el factor de incremento de consumidores año a año (LINEA 4).

$$N_{ti} = \frac{505 \text{ Habitantes (1993)}}{6 \text{ Hab/casa}} \text{ entonces } N_{ti} = 84$$

- LINEA 6 Carga o demanda máxima unitaria proyectada por consumidor.

Se expresa en kVA/consumidor, comprende el consumo residencial, comercial, agro-industrial y alumbrado público. Está dado por:

Año 1 = 0,37
 Año 5 = 0,49
 Año 10 = 0,68
 Año 15 = 0,95

- LINEA 7 Carga o demanda máxima proyectada por consumidor inicial. Se expresa en KVA, se obtiene de multiplicar las LINEAS 4 y 6.

- LINEA 8 Carga o demanda total distribuida. Se expresa en KVA, se halla de multiplicar las LINEAS 5 y 6.

- LINEA 9 Cargas especiales. Se expresa en KVA, se adopta un total de 15% repartidas en: 3% para cargas especiales y un 12% de pérdidas. Se obtiene de multiplicar el 15% por la LINEA 8.

- LINEA 10 Carga o demanda total resultante, se expresa en Kw, se obtiene de la suma de las demandas residencial, comercial, agroindustrial, alumbrado público (LINEA 8), y la cargas especiales (LINEA 9). Y el resultado de esta operación se multiplica por el factor de potencia igual a 0,90.

El resultado de los dos métodos es el siguiente:

- METODO 1: Índice de demanda por habitante igual a 0,15 Kw/hab., demanda total igual a 118 Kw.

- METODO 2: Con el resultado de la demanda total obtenida, igual a 103,24 Kw. y con una población de 783 habitantes para los dos Corregimientos, se deduce que el índice de demanda por habitante es igual a 0,131 Kw / hab.

De la comparación de los métodos, se toma el índice de demanda por habitante de 0,15 Kw/hab., por lo tanto la demanda útil (Máxima de potencia) es de 118 Kw.

CAPITULO 3.

CARTOGRAFIA Y TOPOGRAFIA

En el presente capítulo se presentan las técnicas utilizadas en topografía y cartografía tanto para diseño a pequeña escala en Picocentrales y Microcentrales como para Minicentrales y PCH's.

Método	Ventajas y limitaciones	Precisión	Observación
Manguera de Nivelación	No recomendable para caídas altas. Util para pequeñas caídas	Aprox. 5%	Es recomendable hacerlo entre dos personas
Manguera y manómetro	Rápido, seguro. Da la posibilidad de medir la longitud de la tubería de presión a la vez. Peso: Ligero Costo: bajo	(<5%)	Calibrar instrumentos
Nivel de carpintero	Inapropiado para pendientes suaves y largas. Lento	Aprox. 5% en pendientes pronunciadas. Poca precisión en pendientes suaves. (1:10) (10-20%)	Usar sólo para caídas muy pequeñas cuando no se dispone de otro método
Altimetro	Usado en caídas altas y medianas (>50m) rápido	Probabilidad de grandes errores (30%)	Necesita calibración de instrumentos y destreza. Tomar 3 o más medidas
Nivel de Ingeniero	Rápido Costo: Alto	Muy buena	

Mapa	Sólo para caídas altas. No necesita viajar al lugar. Peso: liviano Costo: bajo	Aceptable para Prefactibilidad	Se necesita destreza para leer planos.
------	---	--------------------------------	--

Tabla 3.1 Método de medición del salto o caída

3.1 Topografía utilizada para picocentrales y microcentrales

3.1.1 Medición de la caída

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

Es recomendable efectuar tres (3) mediciones y analizar los resultados en el lugar con el propósito de corregirlos y efectuar nuevas medidas en el caso que fuera necesario. (p. e. si las tres mediciones realizadas son demasiado discordantes).

Como se puede apreciar en la tabla 3.1, existen varios métodos para medir el salto o caída. En esta tabla se incluyen también algunas observaciones sobre la precisión y otros detalles de cada método.

3.1.2. Método de manguera de nivelación

Es recomendado especialmente para lugares con pequeños saltos; es económico, razonablemente preciso y poco propenso a errores. Se recomienda eliminar las burbujas ya que podría llevar errores. Es necesario realizar dos o a tres pruebas separadas para estar seguros de que los resultados finales sean correctos y confiables. de ser posible, hay que confrontar los resultados usando otros métodos.

La precisión de éste método puede ser sorprendente, incluso cuando la estructura de una persona es usada como altura referencia. Los habitantes de un pueblo colombiano midieron caída como 48 Luises y medio (Luis era el hombre que conducía la prueba), lo que traducido a longitud total fue 81,6m. Pruebas posteriores hechas a gran costo, dieron como producto 82.16m, es decir menos del 3% de diferencia.

3.1.2.1. Procedimiento

1. Asumiendo que empieza la posición de la futura cámara de carga, sostenga la manguera mientras un asistente camina

cuesta abajo hasta que sus ojos estén alrededor del nivel de sus pies. El debe mantener el extremo de la manguera llena de agua levantada a la altura de su cabeza. Usted nivela la manguera con lo que sería el nivel del agua en la futura cámara de carga. Su asistente coloca la varilla o listón de madera graduado en posición vertical y registra el nivel de agua en su extremo (A1).

2. Su asistente escogerá además una posición para B1. Mientras él permanece en la misma posición, usted puede caminar bajando la cuesta y colocar la varilla en la posición 2. Se debe llenar la hoja de datos tal como se muestra en el ejemplo y sumar las alturas H1, H2, etc. para obtener la altura bruta.

3. Una alternativa a la varilla graduada es tomar como referencia a una persona, midiéndole la altura entre los pies y los ojos, este sistema es efectivo en muchas situaciones. Si la caída está por encima de los 60m., la precisión requiere estar sólo dentro de la mitad de la altura de una persona (alrededor de 1.5m.).

3.1.2.2. Equipo

- Una manguera de nylon de 4 a 10 mm de diámetro, transparente o con extremos transparentes. Llenarla con agua antes de ascender.

- Dos listones graduados, con marcas al décimo o centímetro son suficientes. También puede pegarse una cinta métrica de acero en los listones de madera o usar un solo listón graduado con una marca fija.

- Hoja de papel. Variaciones: Puede usar un solo listón graduado con una marca fija.

3.1.3. Método de manguera y manómetro

Este es probablemente el mejor de los métodos simples disponibles, pero tiene sus riesgos. Los dos posibles errores son la mala calibración y la presencia de burbujas en la manguera. Para evitar el primer error se deberá calibrar el medidor antes y después de cada prueba en el Para evitar el segundo deberá usarse una manguera de plástico transparente que permita ver si existe burbujas para poder eliminarlas.

Este método puede ser usado tanto en caídas altas como bajas, pero necesitará manómetros con diferente escala. Se recomienda utilizar de preferencia mangueras con diámetros entre 6 y 8 mm. Otros más delgados pueden permitir el ingreso de burbujas de aire, mientras que las más gruesas resultan pesadas.

Equipos

- Manguera plástica transparente.

La manguera será transparente para permitir ver claramente las burbujas atrapadas, así mismo el manómetro debe ajustarse bien a la manguera para evitar pérdidas de agua, mangueras de más de 20 m. de longitud son, por lo general, difíciles de transportar cuando están llenas de agua,

- Curva de calibración- Manómetro de presión- Hoja de resultados

Procedimiento
a) Primero calibre el manómetro. b) Cuando se están tomando las mediciones, anote cada lectura de la presión en una hoja de papel y conviértala a su verdadera magnitud usando la curva de calibración. Una lectura del medidor en Kpa o OSI se puede convertir a un caída en metros por las ecuaciones:

$$h (m) = (kPa) / 9.8$$

$$h (m) = (PSI) \times 0.7045$$

c) Calibración del manómetro. Usar papel milimetrado para hacer la curva de calibración. Medir cuidadosamente una distancia vertical, posiblemente usando una escalera, las ventanas o el techo de un edificio. Tomar alrededor de cinco lecturas, barriendo en lo posible desde la menor magnitud hasta la máxima. Gráficar los resultados en un sistema de coordenadas, unir los dos puntos obtenidos y prolongar la línea obtenida (debe ser una recta).

3.1.4. Método del nivel de Carpintero y Tablas

En principio, este método es idéntico al de manguera de nivelación, la diferencia es que la horizontalidad no es establecida por niveles de agua, sino por un nivel de carpintero o de burbuja colocado en una tabla de madera recta y fija, este método es pendientes suaves muy lento, pero en pendientes fuertes es apropiado, especialmente si se trata de pequeñas caídas.

3.1.5. Método del Altimetro

El altímetro es un instrumento de medición fácil de usar pero relativamente costoso, la precisión de los resultados que se obtengan depende principalmente de la destreza de quien lo emplee, si se cuenta con mucha experiencia y las mediciones se realizan con cuidado, los resultados serán buenos y válidos para efectuar los cálculos de ingeniería. Sin embargo, si ese no fuera el caso, estos sólo servirán

como datos referenciales para un estudio preliminar más no así para un estudio de factibilidad, y mucho menos para cálculos de diseño de ingeniería.

El altímetro mide la presión atmosférica, la cual está directamente relacionada con la altura sobre el nivel del mar, aunque varía ligeramente debido al clima, la temperatura y la humedad relativa. Debido a que estas variaciones pueden ser significativas para la evaluación del salto, a fin de obtener resultados aceptables es necesario tomar varias lecturas durante el día y luego estimar el valor final., (Tabla 3.2).

En el caso de una microcentral, lo más conveniente sería utilizar un sólo altímetro, tomar varias medidas durante el día, tanto en el lugar de la cámara de carga como en el de la casa de fuerza, confeccionar una tabla donde se registre la hora y las lecturas del altímetro, luego graficar estos resultados, trazar líneas promedio y determinar la diferencia de las alturas (salto).

El tiempo que transcurra entre la lectura de la casa de fuerza y la lectura en la cámara de carga para su hora determinada debe ser lo más corta posible.

Hora	8 a.m.	10 a.m.	12 m.	14 p.m.	16 p.m.	18p.m.
Cámara de carga	3220	3235	3200	3240	3210	3225
Casa de fuerza	3170	3180	3150	3180	3150	3160

Tabla 3.2 Lecturas en casa de fuerza y cámara de carga

3.1.6. Método del Nivel de Ingeniero

El nivel de ingeniero es capaz de registrar 1 mm de precisión y requiere de operadores diestros. Por lo general, los errores se producen por las largas series de cálculos que hay que efectuar, su costo es elevado y su peso puede ser un inconveniente cuando se trabaje en zonas aisladas.

El equipo mide las distancias simultáneamente, presenta inconvenientes lugares escarpados o con muchos arboles.

3.2. CARTOGRAFIA Y TOPOGRAFIA UTILIZADA EN MINICENTRALES Y PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.

3.2.1 Recopilación y Análisis de la Información Existente:

Cuando se está seleccionando un sitio para desarrollar un pequeño proyecto hidroeléctrico, deberá empezarse por recopilar toda la información existente y disponible tanto en entidades oficiales como particulares, en relación con la topografía, geología, hidrología y la situación socioeconómica de las zonas que van a ser estudiadas. Toda la información deberá ser ordenada, clasificada y analizada para evaluar su exactitud y confiabilidad y en esta forma poder establecer la magnitud de la información faltante y programar los estudios necesarios para completarla.

En ese nivel de estudio, se requerirá de un plano de ubicación, que proporcione la posición geográfica de la localidad o localidades que utilizarían el servicio. Se debe recopilar datos relativos a obras de infraestructura tales como caminos de acceso, incluyendo distancias a las poblaciones y características, así como los servicios comunales con que cuentan las poblaciones.

3.2.2. Fuentes de Información Cartográfica:

Normalmente se puede disponer de la siguiente información: mapas del país a escalas 1:500.000, cartas nacionales a escalas 1:25.000, 1:50.000 y 1:100.000 y fotografías aéreas a diferentes escalas.

La información cartográfica generalmente se encuentra en el Instituto Geográfico Agustín Codazzi y eventualmente en compañías de Ingeniería que han contrato estudios de aerofotogrametría.

Todos los planos deben estar enlazados al Sistema Nacional de Coordenadas.

3.2.3 Evaluación de la Información Cartográfica:

Los mapas de un país, son generalmente mapas físico-políticos y cubren ampliamente la información que requiere un plano de ubicación que se refiere a la división política, ríos principales y carreteras, vías ferroviarias, telégrafo, etc. Algunas veces sirven para ubicar poblaciones, sus distancias de acceso y vías de comunicación.

Las fotografías aéreas constituyen un magnífico elemento para cualquier estudio de evaluación preliminar. Si las fotografías han sido utilizadas para confeccionar las cartas nacionales, se puede hacer un análisis cualitativo de las áreas de interés pues, al permitir visualizarlas en tres dimensiones mediante la utilización de un estereoscopio se puede hacer una evaluación de alternativas previas a un recorrido en el terreno. De igual forma puede hacerse una evaluación de tipo geológico.

A veces se dispone de levantamientos topográficos de algunas zonas, hechos con algún propósito específico como estudios

de grandes Centrales Hidroeléctricas, posibles zonas de riego, etc., que pueden dar una información muy valiosa para los proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Los mapas a escalas pequeñas (1:25.000 o más) no proporcionan la información topográfica con el detalle suficiente para ubicar las obras de un proyecto pequeño.

Por consiguiente esta información faltante debe ser completada durante inspecciones de campo o mediante un levantamiento adicional cuando esto se considere necesario. Cuando la idea de una Pequeña Central Hidroeléctrica es aceptada, se requiere de un plano con detalles generalizados de los recursos de posible utilización que serán la base para un posterior estudio de reconocimiento.

Cuando la idea es convertida en proyecto, entonces se requiere de un plano con los detalles provenientes de un estudio de reconocimiento que muestre con la mayor claridad posible, las alternativas de aprovechamiento de los recursos.

3.2.4. Requerimientos Topográficos para Identificación de Proyectos:

La identificación de los posibles aprovechamientos deberá hacerse sobre mapas 1:25.000 ó 1:50.000 disponibles, que contengan además de la red hidrológica total, curvas de nivel, caminos, carreteras y las poblaciones más importantes de la zona. Sobre estos mapas se determinará la longitud de la conducción (canales, túneles, tubería de presión), de la línea de transmisión y de los caminos de acceso por construirse. Se establecerán las cotas de la posible toma, tanque de presión, casa de máquinas y otros puntos importantes. En las zonas que no dispongan de cartografía, esta información preliminar deberá obtenerse mediante métodos estereoscópicos de fotografías aéreas. Una vez definido el posible aprovechamiento hidroeléctrico se completará y verificará la información de los mapas en la inspección de campo, o si el proyecto lo justifica, mediante un levantamiento topográfico a escala 1:1.000 o mayor según el tipo de obra.

Cuando el lugar carece de la información cartográfica, se procederá a la obtención de datos básicos mediante uno o varios trabajos de reconocimiento del área de influencia, a cargo de un profesional de reconocida experiencia tanto en el campo cartográfico como en el estudio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, a fin de que exista consistencia y compatibilidad en la información que se obtenga.

Provisto de una brújula y un altímetro debidamente compensado y una máquina fotográfica, hará los recorridos necesarios hasta agotar las posibilidades de aprovechamiento del recurso. En esta etapa es indispensable el concurso de un geólogo.

A base de rumbos, distancias aproximadas y diferencias de altura, se puede confeccionar un croquis con el mayor detalle posible, complementado con una buena documentación de fotografías.

3.2.5. Reconocimiento de Campo:

Se trata de identificar las poblaciones y los sitios para los posibles aprovechamientos hidroeléctricos. Deberá realizarse una visita de campo para observar tanto las cuencas, como la ubicación de las obras. Esto es importante en especial para aquellas zonas para las cuales la información cartográfica y topográfica es muy escasa.

A este nivel no se trata de realizar un análisis exhaustivo del medio físico sino principalmente identificar los parámetros principales de proyectos específicos, es decir: caudal disponible y salto aprovechable.

Para proyectos individuales de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se deben reducir al mínimo estos trabajos de reconocimiento de campo en razón de su elevado costo en relación con la inversión. Por esto se deben orientar los estudios del medio físico hacia la evaluación de cuencas y subcuencas, en forma tal que se pueda aprovechar y generalizar la información obtenida para aplicarla a un conjunto de proyectos específicos, sin tener que realizar estas evaluaciones para cada proyecto.

El reconocimiento de campo requerirá por lo general de dos meses para visitar los sitios y para observar la ubicación de las principales obras. Este reconocimiento debe hacerse no solo de la población sino de toda el área para tener una idea global de la situación.

Además deberán realizarse los recorridos de los proyectos preseleccionados en gabinete, desde la toma hasta la central, en lo posible siguiendo la ruta de la conducción. Esto permite ratificar o modificar la visión preliminar y la configuración conceptual del proyecto y elaborar la estimación de los costos a un nivel más alto de confiabilidad.

Este estudio de reconocimiento permite identificar los sitios más prometedores que justifiquen que se continúe con los estudios a un nivel superior.

Deberá aprovecharse esta visita también para tratar de reunir información sobre la distribución de la población, la ocupación de los habitantes y sus necesidades, en especial de los requerimientos que puedan tener de energía eléctrica. Una anotación importante que debe hacerse es la existencia, longitud y calidad de los caminos de acceso.

El reconocimiento del medio físico de una cuenca debe cubrir los siguientes aspectos:

1. Topografía
2. Hidrología
3. Geología y geotécnica

El alcance de este reconocimiento de campo dependerá de la abundancia y confiabilidad de la información disponible previamente en el gabinete.

En lo que corresponde a los aspectos topográficos, durante el reconocimiento de campo es necesario verificar algunos datos que pueden discrepar de los que se tenía en oficina. Para el sitio de toma se deberá obtener la pendiente de río con un clinómetro, el ancho del espejo de agua y en lo posible, la forma del perfil transversal. Se tomará también las cotas con un alfiler, en la toma, en el tanque de presión, en la restitución después de la central y en otros puntos que se consideren importantes.

Se medirá la distancia de la conducción, o por lo menos se buscarán puntos en el terreno que puedan ser identificados en los mapas. Se determinará la orientación de las obras mediante una brújula. Es importante obtener en forma preliminar o verificar el perfil de la caída y consecuentemente el salto bruto aprovechable, las longitudes de la tubería de presión y su ubicación, sus apoyos y accesorios. Para fines de una determinación preliminar del salto y perfil, deben utilizarse métodos sencillos que requieran un mínimo de instrumentación y calificaciones del personal que lo ejecutan.

Este trabajo puede ser realizado con el uso de un nivel o con un teodolito. Las distancias podrán ser medidas con cinta o taquimétricamente.

Para seleccionar los mejores sitios de cierre para la instalación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se tomará muy en cuenta su cercanía y accesibilidad. Estas se identificarán en los planos y durante la inspección de campo se verificará su conveniencia desde el punto de vista topográfico y geológico. La ubicación de estos sitios permite establecer, tanto la longitud de los cambios de acceso que será necesario construir a los sitios de las obras, como la longitud de la línea de transmisión necesaria desde la central hasta la población o centro de consumo.

Tanto la línea de transmisión como los caminos pueden representar rubros significativos en los costos. Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas utilizan por lo general obras sencillas de derivación directa y obtienen su caída mediante el desarrollo de una conducción en túnel o canal abierto.

Los estudios que deben ser realizados consisten en la obtención de datos básicos indispensables y en la realización del diseño preliminar y del cálculo de cantidades que

conducen a la estimación de costos. Estos a su vez, son la base de la evaluación económica de los proyectos.

Criterios básicos son aquellas normas que se requieren para la obtención de datos de partida para la elaboración de anteproyectos, cálculo de volúmenes y estimaciones de costos y de las producciones energéticas. Es importante evitar un excesivo procesamiento de datos a partir de una información insuficiente, en especial en aspectos hidrológicos, geológicos y topográficos. La obtención de estos datos básicos y la realización de estudios debe reducirse al mínimo necesario con el propósito de minimizar el tiempo y los recursos disponibles.

La importancia de un determinado proyecto, o la insuficiencia de información detectada durante el diseño conceptual del mismo, pueden justificar estudios complementarios, que requieran la obtención o verificación de un mayor número de datos básicos que permitan realizar las modificaciones y ajustes necesarios, en función de las metas definidas en cada caso.

3.2.6 Requerimientos Topográficos:

Cuando se ha tomado la decisión de ejecutar el proyecto de una central, es imprescindible

contar con la información topográfica adecuada. Esta información debe cubrir las siguientes áreas y a las escalas que se indican a continuación:

AREAS ESCALA	INTERVALO	ENTRECURVAS DE NIVEL(m)
- Captación	1:200	0.50 ó 1.00
- Canal de Aducción:	2:000	2.00
- Desarenador	1:200	0.50 ó 1.00
- Cámara de carga	1:200	0.50 ó 1.00
- Aliviadero	1:200	0.50 ó 1.00
- Caída	1:200	0.50 ó 1.00
- Casa de máquina	1:200	0.50 ó 1.00
- Canal de descarga	1:2000	2.00
- Camino de acceso	1:2000	2.00
- Líneas de transmisión	1:2000	2.00 ó 5.00
- Poblaciones	1:500	1.00

3.2.6.1. Características del levantamiento topográfico: la topografía será ejecutada para que el proyectista pueda desarrollar los planos de diseño necesarios para la construcción de obras civiles y electromecánicas de la central. Reunirá las siguientes características:

- Estará apoyada en una poligonal abierta o cerrada dependiendo de la precisión y del tiempo disponible de campo. Si la longitud del canal es menor de dos kilómetros, el cierre será taquimétrico; para longitudes mayores, el cierre se hará con base a mediciones de precisión de distancias y ángulos.
- Tendrá orientación, referida al sistema de coordenadas de la red geodésica nacional ó BM artificiales que se puedan ubicar posteriormente.
- La nivelación estará referida a los valores de un BM de la línea de niveles de la red nacional.
- El relleno taquimétrico se hará con una densidad razonable de puntos, de tal manera que los detalles del terreno resulten representados convenientemente a la escala utilizada.
- Los planos serán dibujados en papel pergamino, previamente cuadrículados con líneas distanciadas 10 centímetros. A cada línea se le asignará el valor de la coordenada correspondiente.
- Se adaptará un tamaño para las hojas en base del cual se preparará un índice. Del original en papel pergamino se copiará en el tamaño escogido para cada hoja en segundo original para obtener las heliografías que se deseen.

3.2.6.1.1. Especificaciones:

Es de carácter básico contar con especificaciones para la ejecución de los trabajos de campo:

- Rango de precisión de las medidas de distancia.
- Rango de precisión de las medidas de los ángulos
- Tolerancia en los cierres de nivelación entre BMs.
- Densidad de puntos taquimétricos.

De igual modo, es necesario contar con especificaciones para los trabajos de oficina:

- Dimensiones de los planos
- Escalas
- Intervalo de curvas
- Precisión de los cálculos

3.2.6.1.2. Equipo:

El equipo requerido para levantamientos topográficos de Mini y Microcentrales, puede ser el siguiente:

- 1 Teodolito taquimétrico
- 1 Nivel
- 1 Juego de miras, jalones etc.

Tratándose de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, el instrumental puede ser incrementado con:

- 1 Teodolito al segundo
- 1 Distanciómetro

3.2.6.2. Dimensiones de las áreas y franjas topográficas:

Para el diseño de las obras de captación el área es función de la configuración del lugar elegido ; pero, en general cubrirá al menos 50 metros a lo largo del cauce y en las márgenes hasta 5 metros por encima del nivel de captación.

Para el canal se necesita una franja no mayor de 10 metros a cada lado del eje, si es que no esta contemplada la plataforma de acceso. En caso contrario, la franja será de 15 metros a cada lado del eje como mínimo.

El eje del canal será ubicado de acuerdo a la línea de gradiente y será estacado cada 20 metros si se considera que el canal debe ser trazado, entonces cada estaca será nivelada y en cada una se tomará la sección transversal correspondiente.

Para el desarenador bastará incrementar el ancho de la franja del canal en un 25% a 30% en una longitud de 50 metros. Se puede asumir el mismo criterio para la cámara de carga.

El aliviador puede ubicarse para que las demasías sean devueltas al río por una quebrada cercana que no requiera canalización. En todo caso se hará un levantamiento en una franja de 10 metros de ancho.

La caída o salto puede representarse en un eje con topografía de 10 metros a cada lado y un perfil longitudinal con suficiente detalle para el diseño de la tubería de presión, los apoyos y los anclajes.

El plano para la casa de máquinas es el más detallado y puede abarcar un área de 50x50 metros, de modo que incluya las áreas de acceso para la manipulación de la maquinaria.

El canal de descarga debe ser trazado en el terreno con el mismo criterio que el canal de conducción.

3.2.7 Definiciones y consideraciones

Cartografía: Arte y ciencia de hacer mapas, cartas, globos y modelos de relieve.

Mapa: Representación selectiva, simbolizada y generalizada de un área grande, usualmente de la superficie de la tierra a escala pequeña.

Carta: Es un mapa usado para navegación aérea o para navegación marítima. También toma ese nombre los mapas o diagramas de propósitos específicos. Las llamadas cartas nacionales, generalmente confeccionadas a escala 1:100.000; 1:50.000; 1:25.000, son mapas que contienen información de relieve con base de curvas de nivel.

Globo: Es un cuerpo esférico pequeño que, en cartografía representa la tierra.

Modelo de Relieve: Es la representación de una porción del terreno a escala con las dimensiones verticales de la configuración de sus valles, cerros, picos y demás formas.

Azimuth: Angulo horizontal , medido en el sentido de las agujas del reloj, del sur de 0° a 360°.

Barómetro: Instrumento para medir la presión atmosférica.

Barómetro

Aneroide: Usa el vacío en una caja y son denominados altímetros.

Batimetría: Medida de las profundidades en los océanos, mares, lagos y ríos con fines de obtener el relieve.

Curvas de nivel: Línea imaginaria en el terreno cuyos puntos se encuentran a la misma elevación con respecto a un dato específico de la superficie.

Intervalo de curva: Diferencia de elevación entre dos curvas de nivel consecutivas.

Cuadrícula: Llamada también reticulado, es un sistema de líneas paralelas espaciadas uniformemente que se intersectan perpendicularmente.

Control terrestre: Sistema de control de estaciones establecidas por métodos geodésicos. El control horizontal se establece por triangulación y el control vertical por nivel diferencial o por medida de ángulos verticales.

Datum: Elemento de referencia que puede ser una línea o un plano cuya posición está referida a otros elementos.

Escala: Relación entre una distancia en el mapa y la correspondiente distancia en el terreno.

Fotogrametría: Ciencia y arte para obtener medidas confiables con el fin de confeccionar mapas a partir de fotografías.

Fotograma: Fotografía obtenida en una cámara métrica.

Marca Fiducial: Marcas en los extremos opuestos de una fotograma utilizadas para determinar el punto principal.

Visión estereoscópica: roceso mental por el cual se fusiona las imágenes de los dos ojos dando una impresión tridimensional.

Estereoscopio: Instrumento para obtener visión estereoscopia.

Fotointerpretación: Habilidad para reconocer e identificar la información cualitativa de las imágenes fotográficas.

Gradiente: Un ángulo de inclinación con respecto a la horizontal. La gradiente de un río es su perfil a lo largo de su curso.

Geodesia: Ciencia que trata matemáticamente la forma y medida de la tierra y la posición de puntos, líneas y áreas contenidas en ella.

Leyenda: Explicación de los símbolos utilizados en un mapa.

3.3. Clasificación de los mapas: Con respecto a la escala y contenido, los mapas pueden ser clasificados en la siguiente forma:

3.3.1. Mapas generales:

a).Mapas topográficos elaborados a escala grande y mediana conteniendo información general y relieve.

b).Mapas planimétricos de las mismas características anteriores, pero sin relieve.

c).Mapas representando grandes regiones, países,

continentes o todo el mundo a escala mediana y pequeña. Los atlas pertenecen a esta clase.

d).Mapas del mundo conteniendo información general.

3.3.2. Mapas especiales:

a).Cartas de navegación marítima o aérea a escala mediana.

b).Mapas temáticos: Geológicos, forestales, viales, estadísticos, arqueológicos, etc.

c) Mapas de uso de la tierra.

d). Mapas de ciudades.

e). Mapas políticos, físicos.

f). Mapas de ciencias varias.

g). Mapas para ilustraciones y advertencias.

h).Mapas catastrales, elaborados a escala grande que muestran los linderos de las propiedades.

Topografía: Ciencia, artísticamente ejecutada, de medir características físicas de la superficie de la tierra y el arte científicamente controlado de delinearlas. La topografía está estrechamente vinculada a la geodesia y a otras ingenierías de medición.

Mapa topográfico: Mapa que muestra toda la información de los objetos naturales y artificiales, incluyendo el relieve del terreno, razonablemente de acuerdo a la escala utilizada.

Escala de los mapas topográficos: Los mapas topográficos, también llamados planos topográficos, se confeccionan generalmente a escalas grandes, por que en la mayoría de los casos están destinados al desarrollo de los proyectos de ingeniería. Se dice que la escala es grande cuando su rango se encuentra entre 1:5.000 y 1:10.000. En el caso de pequeñas centrales el rango varía desde 1:2.000 a 1:100.

CAPITULO 4

GEOLOGIA PARA MICROCENTRALES Y PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS

- a. En el presente capítulo se trata lo relacionado con la consecución de los sitios adecuados para la localización y construcción de obras, igualmente se trata de la fundación, los materiales de construcción a utilizar.
- b. Naturaleza de los materiales útiles en la construcción de las obras.
- c. En pequeños aprovechamientos no se requieren estudios de gran detalle, con las observaciones de campo y poca instrumentación de tal forma que la localización del sitio de presa obedezca a principios simples de fácil entendimiento y aplicación.

4.1. Prospección geológicas:

Las localidades sujetas a deslizamientos potenciales o que hayan presentado fenómeno de inestabilidad recientes.

En lo posible el tipo de presa a escoger deberá ajustarse al material disponible. Áreas con fracturamiento intenso, detectados por fenómenos de remoción en masa, vegetación escasa o ausente, y con procesos de erosión avanzados pueden aportar gran cantidad de sedimentos aun embalse y colmatorio en poco tiempo.

En la implantación del sitio para la construcción de las obras, se debe siempre escoger un suelo firme para su ubicación. Si es posible, se deben escoger zonas donde no existan bancos de arena o conglomerado, pues estos son muy permeables, pudiendo ocasionar fugas excesivas de agua en la obra. La localización de la presa sobre rocas que muestran intenso fracturamiento en el sentido perpendicular al río, también pueden presentar problemas de fuga de agua.

Toda localización de fracturas en las rocas deberá ser analizada y merecerá cuidados especiales. Todas las ocurrencias de turba o arcilla casi orgánica, por ser muy poco resistentes y muy compresivas, deben ser perfectamente identificadas y delimitadas para su análisis; ya que este tipo de materiales no sirven para la implantación de la obra ni como material para ejecutar la obra.

4.2. Naturaleza de los materiales de construcción:

En principio, toda obra deberá ser construida con materiales existentes en sus alrededores, el proyecto debe adaptarse a los materiales disponibles.

Una investigación para presas debe siempre procurar definir los materiales cualitativamente y cuantitativamente, una evaluación cuantitativa es obtenida a través de un proceso

de cálculo de Volúmenes, que consiste en la demarcación de áreas y una media estimativa de profundidades. Por tanto es efectuada en el interior del área delimitada, por una «malla» de perforaciones y con espaciamiento uniforme, generalmente arbitrario en función del diámetro y topografía del área, y variando de 20 m a 50 m.

Las perforaciones deben atravesar totalmente el área, definiendo claramente el espesor de los estratos.

En determinadas áreas de exploración, cuando se trabaja con espesores promedios de los estratos los cálculos de volúmenes pueden dar valores superiores a los reales, por tal motivo al aplicar dichos datos se debe tener en cuenta un porcentaje de error.

Se debe obtener una certeza de disponibilidad cuantitativa y cualitativa del material y de los medios de explotación, por medio de métodos manuales o a través del empleo de equipos mecánicos, como tractores, cargadores, retroexcavadores y otros.

Cuando se realiza la perforación no todo el material atravesado es uniforme y útil generalmente se presentan con fracciones arcillosas o materia orgánica, material estéril que en ocasiones puede ser antieconómico.

Cabe hacer notar que, en ausencia de fuentes de material arenoso, se puede usar como material alternativo una arena artificial, tomando en cuenta el costo.

Un examen del material pétreo fijará las condiciones de calidad y cantidad de los productos provenientes de las excavaciones obligatorias. En caso que estas excavaciones no atiendan las necesidades de la obra, se deberá investigar otras localidades con posibilidades del material pétreo, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: - Calidad de la roca, la cual no deberá ser quebradiza, ni fácilmente disgregada

- Cobertura estéril, es decir, que la roca no se presente muy alterada, cosa que dificulte y encarezca los costos de la exploración.

- El frente de trabajo deberá ser amplio, lo suficiente como para que entre maquinaria y equipo para la remoción del material excavado.

- Estar instalado fuera del alcance de las zonas de inundación de los ríos.

4.3. Características Fundamentales de los Materiales para la Construcción.

4.3.1. Identificación, clasificación y descripción de los materiales utilizados para la construcción.

Los materiales para la construcción pueden ser identificados y clasificados de acuerdo con las siguientes características generales de la tabla 4.1

CLASIFICACIÓN DE LOS MATERIALES	IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL	GRANULOMETRÍA (mm) (ABNT)	USOS
Arcillas	Partículas finas	menor de 0.005	Diques y barreras de tierra.
Limos	Partículas más visibles	0,005-0,05	Diques, y barreras de tierra .
Arenas	Granos redondeados, visibles	0,05-4,8	Filtros y agregados finos
Conglomerados y brechas	Materiales gruesos	4,8-76	Transiciones entre filtros de arena y enfocados.
Enrocamientos	Materiales de pedrerías de grandes dimensiones constituidas por bloques	menos de 100	Obras de protección por material terroso y concreto.

Tabla 4.1 Identificación y clasificación de los materiales

4.3.2. Propiedades de los materiales para la construcción - definiciones e identificación táctil y visual.

La naturaleza de estos materiales raramente ocurre aislada. Una identificación y clasificación ha sido basada en el reconocimiento de los tipos básicos y en las características propias de las mezclas.

A) Materiales de granulometría fina (Limos y Arcillas)

Utilización:

Los materiales de granulometría fina, tales como las arcillas, limos, arcillas-limo-arenosas, serán utilizados para construcciones de diques y barreras de tierra.

Propiedades:

Estos materiales se caracterizan por tener buena plasticidad o tener un comportamiento plástico, lo cual les da la capacidad de ser moldeados sin cambiar su volumen, o de moldearse sin perder su humedad. Estos materiales de alta

plasticidad indican generalmente la presencia de gran cantidad de arcilla, lo que indica baja permeabilidad. Los tamaños de las arenas y los conglomerados son fácilmente reconocidos visualmente, a diferencia de las partículas menores.

4.4. Construcción

Para estimar las presiones admisibles de los tipos más comunes de terrenos para la construcción de las diferentes estructuras se recomiendan la contenidas en la tabla 4.2.

4.1.5.3.1. Estructuras en Suelo.

Se deben escoger sitios con materiales de densidad alta; cantidades altas de arcilla puede traer dificultades a la presa por deformación.

En caso de materiales granulares, las deformaciones son menores, pero la alta permeabilidad hace que el agua fluya fácilmente, por lo que se requieren soluciones especiales.

CLASE	TIPO DE MATERIAL	VALORES BASICOS (kgf/cm ²)
1	Rocosa, maciza	50
2	Rocas estratificadas y laminares, con pequeñas fisuras	35
3	Concreciones	15
4	Pedregosas, compactas y mal gradadas	8
5	Pedregosas, fofas	5
6	Arenas gruesas y mal gradadas, compactas	8
7	Arenas gruesas y mal graduadas, fofas	4
8	Arenas finas a medias	2-6
9	Arcillosas	1-4
10	Limos	1-4

Tabla 4.2 Presiones admisibles para diferentes tipos de terreno

4.1.5.3.2. Estructuras en Roca.

Las estructuras en roca ofrecen la ventaja de ser prácticamente indeformables, aunque, se deben tener en cuenta algunas observaciones como la resistencia de la roca, desgaste por la acción de las aguas (en las proximidades del lecho del río), Presencia de fracturas En lugares donde existe un gran número de fracturas se debe tener mucho cuidado al hacer las observaciones y en algunas circunstancias se debe descartar el sitio.

4.1.6. Investigaciones con "Barrenos"

4.1.6.1. Utilización

Es un proceso simple, rápido y económico para determinar las condiciones geológicas subsuperficiales preliminares.

4.1.6.2. Equipamiento de Materiales

Astas de fierro de 1 1/2" o 3/4, con rosca, de 1, 2, 3m.

4.1.6.3. Identificación de Suelos

Los sondeos en trado serán identificados por la sigla ST, seguida de un número indicativo, (el. ST1.)

4.1.6.4. Ejecución

Los furos (huecos) serán identificados individualmente en el campo. El material obtenido de las perforaciones será colocado sobre una lona o plástico, en pequeños montones correspondientes a excavaciones de cada 1m. perforado. Los materiales con características diferentes serán separados y se anotará su espesor. Las muestras se acondicionarán en casos apropiados de 5kg.

Las perforaciones se detienen por :

- Desmoronamiento de las paredes.
- Por materiales de alta resistencia.

4.1.7. Pozos de Inspección

4.1.7.1. Utilización

Son inspecciones a cielo abierto y su finalidad principal es establecer los niveles reales de impermeabilidad. Estos pozos se realizan en un orden de 1 por cada 5 huecos hechos.

4.1.7.2. Identificación de pozos

Los pozos serán identificados con una sigla PI, seguido del número indicativo.

4.1.7.3. Ejecución

Un pozo será iniciado después de la limpieza de un área de 2x2m.

4.1.8. Trincheras

4.1.8.1. Utilización

Las trincheras tienen por objeto, permitir una exposición continua del subsuelo, vertical y longitudinalmente.

4.2. Aspectos geológicos y geotecnicos en pchs

4.2.1. Introducción:

Cuando se realizan construcciones en roca es indispensable la investigación y conocimiento de las características geológicas de los materiales sobre los cuales se proyecta diseñar y construir.

Las características físicas y mecánicas de las rocas sobre las cuales se desarrolla una obra civil dependen del tipo de roca y de los procesos geológicos a que han estado sometidas desde el momento de su formación en el caso de las rocas ígneas o de su depositación cuando se trata de rocas sedimentarias.

Toda esta serie de procesos, deben tenerse en cuenta en el diseño, construcción y operación de las obras, y requieren del concurso de varias ramas de la ingeniería tales como: la ingeniería civil, la geotécnica y la geología.

En el presente documento se discuten algunos conceptos de geología, geotécnica, geomorfología y ecología, directamente relacionados con el diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's).

Es importante orientar el tratamiento de los cuatro temas (Geología, Geotécnica, Geomorfología y Ecología), a través de una discusión integral, considerándolos como materias difíciles de separar.

El anterior enfoque es válido para la investigación geotécnica de toda obra de Ingeniería Civil, pero se hace más válido en el caso de las PCH's, donde su pequeña magnitud y la necesidad de hacer un enfoque regional, hacen indispensable la realización de estudios interdisciplinarios con miras a obtener resultados efectivos a un menor costo.

Un enfoque integral del problema, asegura, además de una adecuada comprensión de los problemas geotécnicos, soluciones más rápidas a los problemas que surjan durante el desarrollo de la investigación.

4.2.2. Alcance de las investigaciones en PCH's.

La investigación geológica y geotécnica se debe tomar como un proceso continuo que empieza con el estudio preliminar y culmina con el control de la operación del proyecto.

Una investigación general comprendería las siguientes etapas:

1. Estudio preliminar
2. Estudio de Prefactibilidad
3. Estudio de Factibilidad
4. Diseño
5. Construcción y
6. Operación.

En caso de PCH's las anteriores etapas se han limitado a:

1. Estudio preliminar de Factibilidad
2. Diseño
3. Construcción y
4. Operación

Inicialmente vamos a discutir cuales son las condiciones y características que deberá tener la investigación geotécnica en general y luego se planteará su aplicabilidad a las denominadas PCH's.

El objetivo específico de toda investigación geotécnica es el de maximizar el conocimiento y propiedades del terreno en que se proyecta desarrollar una obra de ingeniería, al menor costo y a la mayor brevedad posible.

Es importante resaltar los conocimientos del investigador en el manejo de los diversos y mas adecuados métodos en la investigación del subsuelo; se debe tener en cuenta que existen limitaciones del método, de instrumentos e inclusive de logística, por tal motivo se debe proyectar el uso de dos o más métodos para así solucionar los posibles problemas o limitaciones en caso de presentarse.

Una vez seleccionado el sitio donde se pretende desarrollar una obra civil el investigador geotecnista debe tener conocimiento sobre:

- Geología Histórica.
- Geomorfología
- Estratigrafía y
- Geología estructural del área.

Lo anterior permitirá al investigador inferir factores geotécnicos posibles y problemas involucrados, para así poder seleccionar los métodos de investigación más adecuados en las diferentes etapas del proyecto.

No existe un modelo de investigación, por lo tanto esta, debe orientarse de acuerdo a las características de cada terreno.

Posterior a la culminación de algunas obras, se han detectado fallas de tipo geotécnico, las cuales generalmente se deben a:

- Limitación de métodos de investigación
- Investigación insuficiente
- Mala interpretación de la información

En proyectos tanto pequeños como de gran magnitud, las mayores fallas detectadas, corresponden a problemas geotécnicos e hidrológicos tales como grietas en el vaso, inestabilidad de taludes, y problemas de sedimentación.

4.2.3. Investigación geotécnica en proyectos pequeños

En la mayoría de proyectos pequeños realizados en años anteriores se han subestimado los estudios relacionados con la geología y la geotécnica, se analiza la factibilidad de obtener el volumen de agua requerido, la selección morfológica del sitio, la disponibilidad de materiales de

construcción, la permeabilidad, la estabilidad de taludes y los métodos de construcción, desconociendo los estudios geológicos y estructurales de los terrenos donde se desarrollarán las obras.

Ocasionalmente se han realizado estudios geológicos, con escasos estudios de suelos; la consecuencia de estas deficiencias es palpable una vez desarrollado el proyecto.

Cuando se desarrollan proyectos pequeños se ha pensado que con un mínimo de inversión se puede obtener un máximo de conocimientos, pero en ningún caso se deben ahorrar gastos en la ejecución de un proyecto.

Es necesario y conveniente que se efectúen estudios regionales, antes que proyectos individuales; además no se debe descartar la participación de geotecnistas de vasta experiencia, lo que solo resulta posible económicamente al efectuar estudios regionales.

4.2.3.1. El Terreno:

Terreno es una expresión genérica con la que se denomina la parte exterior de la corteza terrestre donde el ingeniero inserta su obra; esta constituido por roca y suelo.

Roca: De un modo general el termino roca, se aplica a todos los constituyentes de la corteza terrestre; se puede hablar de rocas consolidadas y rocas no consolidadas o **suelo**, para el ingeniero civil el término roca es factible de aplicarse a formaciones sólidas y duras de la corteza terrestre. Los suelos son un producto de la desintegración o meteorización de la roca. Otro concepto enuncia que roca es un material granular compuesto de granos y material cementante, este material puede ser ferruginoso, calcáreo, arcilloso, feldespático o silíceo y se encuentra rellenando las cavidades intragranulares.

Se podría decir que la roca es una substancia granular, anisotrópica y heterogénea, constituida por una asociación de minerales unidos por un material cementante.

Para un constructor que trabaja con rocas, el término roca representa un material firme y cohesivo o una substancia consolidada que no se puede excavar manualmente.

La roca como cualquier otro material tiene múltiples propiedades ; en los diseños de ingeniería, se ha supuesto de manera arbitraria que la roca es un medio homogéneo o isotrópico aunque en la realidad ocurra exactamente lo contrario. Algunos fracasos históricos están asociados a estas ideas, por lo tanto se debe considerar a la roca como un material extremadamente complejo, precisamente por sus características naturales de anisotropía y heterogeneidad.

Una roca competente es aquella que tiene suficiente

resistencia para transmitir una fuerza de compresión bajo ciertas condiciones establecidas; por el contrario las rocas con suficiente plasticidad para deformarse sin llegar a la falla son incompetentes.

Roca intacta es aquella de la cual pueden extraerse núcleos o testigos sin diaclasamiento, cizallamiento, foliación o laminación.

La masa de roca, es la roca «in situ» en la cual están presentes las substancia rocosa y las discontinuidades estructurales.

La substancia rocosa se puede definir como el conjunto de partículas aglomeradas o ligadas por un cemento.

4.2.3.2 Clasificación de las rocas.

Las capas superiores de la corteza terrestre, accesibles a la construcción de las obras de Ingeniería civil, presentan una variación tanto composicional como estructural, esto hace necesario que se presente una clasificación de ellas.

Las rocas pueden clasificarse así:

4.2.3.2.1. Por su origen. Considerando su génesis, se clasifican en tres grandes grupos.

A. Rocas ígneas: Formadas a partir de un enfriamiento y solidificación de un magma.

B. Rocas metamórficas: Formadas a partir de rocas ya sea ígneas o sedimentarias como consecuencia de condiciones físicas y químicas reinantes y diferentes a las establecidas en el momento de su formación.

C. Rocas sedimentarias: Originadas por depositación o acumulación de partículas provenientes de la meteorización de otras rocas o por acumulación de restos de plantas o animales ; el medio de transporte en ambos casos, hasta el sitio de acumulación puede ser el agua o el viento ; una vez depositados los materiales se inicia un proceso de litificación.

4.2.3.2.2. Por sus características geológicas y litológicas: La **litología**, es el estudio de las características físicas de las rocas, incluye la composición mineralógica y textura.

4.2.3.2.3. Por sus propiedades ingenieriles:

Esta clasificación se basa en dos propiedades importantes de las rocas: la resistencia a la compresión simple y el módulo elástico (módulo tangente para un nivel de esfuerzos igual al 50% de la compresión simple). Fue propuesto por DEERE y Miller en 1968 y se aplica para roca intacta y roca «in situ»

En la siguiente tabla, se puede notar que la línea divisoria entre las categorías A y B se ha fijado en 2250 kg/cm² que corresponde al límite superior de resistencia de las rocas comunes.

Clasificación de la roca intacta

Basada en la resistencia a compresión simple

CLASE	DESCRIPCIÓN (kg/cm ²)	RESISTENCIA A COMPRESIÓN SIMPLE
A	Resistencia Muy Alta	>2250
B	Resistencia Alta	1120-2250
C	Resistencia Media	560 - 1120
D	Resistencia Baja	280 - 560
E	Resistencia Muy Baja	<280

Basada en la Relación de Módulos

CLASE	DESCRIPCIÓN (kg/cm ²)	RELACIÓN DE MÓDULOS E/T d c SIMPLE
H	Módulo Elevado	500
M	Módulo Medio	200 - 500
L	Módulo Bajo	200

Es importante recalcar que para una mejor clasificación se debe incluir la descripción litológica ya que se ha comprobado que no se debe olvidar debido a que existe una gama de valores para cualquier tipo de roca donde queda comprendido el de cualquier propiedad mecánica.

Para algunas propiedades mecánicas y para algunos tipos de rocas este intervalo de variación puede ser muy grande y mínimo para otras.

Por ejemplo, para una caliza la compresión simple puede variar entre 350 a 2500 kg/cm² mientras que para la sal gema esta variación es únicamente de 200 a 350 kg/cm². Por lo tanto se debe clasificar una roca involucrando sus 2 propiedades así, Caliza, alta resistencia, elevado módulo relativo (BH): grano fino, densa y uniforme.

4.2.3.3. Defectos mecánicos de las rocas:

Todas las propiedades de la masa de roca pueden ser reunidas en dos grandes grupos denominados:

- De gran escala
- De pequeña escala (microescala).

Las propiedades a gran escala están relacionadas a la masa de roca; podríamos hablar en este caso regionalmente mientras, que las de pequeña escala corresponden a la substancia rocosa, refiriéndose a estas características

puntuales de la roca. Todas las propiedades mantienen una relación con los procesos geológicos a que se han sometido.

Las masas de roca independientemente del tipo de roca tienen defectos mecánicos que influyen negativamente en su resistencia y consecuentemente en las operaciones de construcción.

Dentro de los defectos mecánicos más comunes tenemos:

4.2.3.3.1. Planos de Estratificación: Constituyen las superficies de separación de capas o láminas. Se puede mencionar aquí las esquistocidad, característica dada por la alineación de minerales como respuesta a la presión ejercida, se presenta en las rocas metamórficas y geotécnicamente se constituye en un plano de debilidad.

4.2.3.3.2 Fracturas: Son discontinuidades presentes en las rocas, su magnitud es muy variable desde milímetros hasta kilómetros, se pueden constituir en un excelente conductor para la circulación de agua, meteórica y subterránea.

Las **diaclasas**, son fracturas simples y que tienen un origen común a todo el paquete rocoso, se presentan en sistemas o familias de acuerdo a una orientación preferencial, se caracteriza porque existe un movimiento perpendicular entre los planos, no existe desplazamiento de un plano con respecto al otro, estos plano pueden originarse por efectos de tensión, enfriamiento de magmas. Las diaclasas pueden estar abiertas o cerradas. Desde el punto de vista geotectónico son potenciales planos de deslizamientos, generalmente dividen a las rocas en una red tridimensional constituida por bloques, con poca cohesión.

Existen métodos experimentales para evaluar el efecto de las diaclasas sobre las propiedades del conjunto rocoso (POPOC 1968), según el cual el **coeficiente de debilidad** representa la relación entre la fuerza cohesiva en una roca con discontinuidades y la fuerza cohesiva en la misma roca cuando esta intacta. El valor numérico del coeficiente de debilidad varía entre 0 para una masa de roca que presenta una densa red de fracturas, en todas las direcciones) y 1,0 para rocas intactas.

Es importante resaltar **planos y zonas potenciales de debilidad** creados artificialmente dentro de un paquete rocoso como consecuencia por ejemplo de una operación de voladura.

4.2.3.3.3. Planos y zonas de falla: Las fallas son fracturas a lo largo de las cuales se ha producido un desplazamiento, se mencionará aquí únicamente los tipos de fallas de forma muy general.

Cuando las rupturas alcanzan a ocupar una extensión regional los planos de deslizamiento o planos de falla se denominan **zonas de falla**.

En estos sectores se presentan las rocas trituradas, conocidas como **milonitas** y se comportan como zonas de debilidad donde se presentan filtraciones de agua causando problemas en las excavaciones.

A. Falla normal: En este tipo de falla el bloque o pared colgante ha descendido con respecto al bloque yacente.

B. Falla inversa: En este tipo de fallas el bloque o pared colgante ha ascendido con respecto al bloque yacente.

Es importante reconocer si las fallas son activas, pasivas o inactivas. Bajo cargas estructurales estáticas o dinámicas una masa de roca puede deslizarse fácilmente a lo largo de las superficies de falla, factor que debe tenerse en cuenta dado el alto peligro que representa en los trabajos de ingeniería.

El anterior factor se aumenta si se detecta que la masa de roca previamente presenta planos de debilidad (fallas, diaclasas clivaje).

C. Pliegues: Ondulaciones que se presentan en el terreno y que alcanzan su máximo desarrollo en rocas estratificadas.

La naturaleza de las rocas y su resistencia determinan si un estrato puede llegar a plegarse o romperse, bajo la acción de esfuerzos de compresión

D. Cavernas, Cavidades o Vacíos: Se presentan asociadas principalmente a rocas carbonatadas, depósitos de yeso y de sal. Ocasionalmente su techo puede colapsar, debido a cargas estructurales provocando serios daños sobre las obras emplazadas sobre o en las rocas que las contengan.

Cuando las cavernas se encuentran intercomunicadas se puede presentar fugas de agua que ocasionan daños a veces incalculables al proyecto en desarrollo.

La presencia de vacíos y porosidades altas en las rocas áreas comprometidas con estructuras hidráulicas requiere de trabajos de mejoramiento mediante inyección generalmente de concreto.

E. Vetas e intercalaciones de rocas plásticas, débiles e inestables: Generalmente se presentan como intercalaciones delgadas y casi siempre constituidas por material inestable o incompetente (arcillas, calcita, etc.), ocasionando un efecto negativo en las excavaciones.

4.2.4. Influencia de los defectos mecánicos en las operaciones de excavación:

4.2.4.1. Estratificación: Estratos horizontales relativamente delgados son frecuentemente aptos para la excavación de pequeñas galerías, compatiblemente con la

intensidad y frecuencia de las diaclasas.

Los estratos de roca delgados o fisurados son inadecuados para la construcción de túneles o galerías de dimensión importante.

4.2.4.2. Vetas interestratificadas: Cuando una veta delgada, interestratificada, de material plástico corta una excavación subterránea se pueden observar desplazamientos respecto a la vertical en el interior de la abertura.

Este mismo efecto se puede producir en rocas con estratos inclinados en presencia de vetas de arcilla o calcita interestratificada.

4.2.4.3. Meteorización y roca meteorizada: Constituyen una de las mayores causas de inestabilidad de las excavaciones.

Se pueden presentar dos tipos de meteorización:

4.2.4.3.1. Meteorización mecánica: no se presentan cambios mineralógicos, únicamente ocurren disgregaciones que originan material granular de tamaño variable entre bloques y arena fina. Estos efectos son causados por acción del hielo, el viento, corrientes de agua, erosión por raíces y animales, etc.

4.2.4.3.2. Meteorización química: Ocurre una descomposición de los constituyentes de la roca, y se presentan cambios mineralógicos. La alteración de ciertos minerales especialmente en las rocas ígneas puede producir zonas negativas para el desarrollo de proyectos.

Es importante tener en cuenta el perfil de meteorización, que es una secuencia de capas con distintas propiedades físicas, de acuerdo con su grado de meteorización, que se encuentra suprayaciendo la zona inalterada.

Este perfil de meteorización varía de acuerdo con el tipo de roca y con la profundidad de la excavación, diaclasamiento, velocidad de erosión, agua subterránea, topografía y variaciones climáticas.

Los problemas de ingeniería asociados a estos procesos tienen que ver con la inestabilidad de taludes, fundaciones, manejo de agua en las excavaciones y soportes.

4.2.4.4. Geomorfología: El estudio de las formas de la corteza terrestre, además del conocimiento físico de la forma actual de la corteza, incluye el estudio de los procesos que la están modificando.

Las formas del terreno están directamente relacionadas con la geología, y concretamente con las características intrínsecas y extrínsecas de las rocas subyacentes, así como con los fenómenos de modelación de la superficie de la corteza terrestre, por toda la serie de agentes que producen el desgaste de las masas. Una geología existente afectada por procesos a lo largo del tiempo, da lugar a formas

determinadas de la superficie.

Los procesos incluyen la meteorización, erosión y la depositación, pudiéndose definir formas de terreno correspondientes a cada uno de los mismos.

El tiempo es un factor determinante en cada uno de los procesos, igualmente el conocimiento de la historia geomorfológica, y de los suelos que cubren las formas actuales.

La fotogeología, y estudio de imágenes de satélite son herramientas útiles en la evaluación geomorfológica del terreno a estudiar.

4.2.4.5. La Investigación. El costo de la investigación geotécnica en PCH, se enmarca bajo consideraciones especiales ; países subdesarrollados como el nuestro, no pueden darse el lujo de tener fallas en sus obras de ingeniería, así sean pequeñas ; es indispensable ejecutar estudios eficientes que aseguran el éxito de las obras.

La ejecución de estudios geológicos y geotécnicos en proyectos pequeños a veces resulta costosa, lo que en algunos casos desanima al administrador del recurso económico.

4.2.4.5.1. Revisión bibliográfica. La primera etapa de la investigación la constituye la revisión minuciosa de toda la información existente sobre los temas específicos y relacionados, la misma debe incluir:

Estudios geológicos, geotécnicos, demográficos, edafológicos, meteorológicos, y otros relacionados. Además memorias, planos, especificaciones y mas información disponible sobre obras de ingeniería efectuadas o proyectadas en el área.

Con base en el análisis de la información recopilada el investigador adquiere un conocimiento inicial de las condiciones geotectónicas del área a investigarse.

4.2.4.5.2. Mapeo geotécnico. En una etapa posterior se procederá a verificar en el terreno la información relacionada con geología ; es importante la realización de muestreos para análisis de laboratorio ; toda esta información debe recopilarse en los correspondientes planos.

Paralelamente a lo anterior se debe realizar una mapificación geotécnica general del área, definiendo en lo posible los siguientes puntos:

- Tipos de roca presentes en el área y muestreo.
- Mapa estructural, que incluya, fallas, diaclasamiento, rumbos y buzamiento, indicios de deslizamientos, fenómenos de reptación.

4.2.4.5.3 Zonificación geotectónica: La zonificación tectónica esta basada en los siguientes parámetros:

- Morfología y pendiente del terreno.
- Características climáticas.
- Tipo de geología presente.
- Patrón estructural
- Sistema hidrológico.
- Conductibilidad hidráulica.
- Disponibilidad de materiales de construcción.

4.2.4.5.4. Localización de proyectos: Con base en el análisis de los anteriores parámetros y donde estos sean óptimos, el investigador ubica el proyecto.

Una vez seleccionado el sitio del proyecto, la investigación adicional depende de la exigencia de los diseños.

A este nivel se determinan los parámetros sísmicos a usarse en el diseño, así como la Conductibilidad hidráulica de las áreas de implantación de los diferentes proyectos.

Se deberá evaluar aquí las fuentes de materiales de construcción, las cuales ya han sido identificadas en etapas previas.

4.2.4.6. Etapas de construcción y operación: En estas etapas no se requiere de una participación permanente del geólogo o geotecnista sino más bien de un seguimiento a fin de verificar lo proyectado en las etapas previas.

La magnitud de las PCH's no amérita una sofisticada instrumentación de control, en todo caso es recomendable el mantenimiento de un adecuado sistema de vigilancia que permita en determinado momento verificar el comportamiento de las obras construidas.

CAPITULO 5.

HIDROLOGÍA UTILIZADA PARA DISEÑO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS PCH's.

En el presente capítulo se sugieren las metodologías empleando en la medición de caudales. Estudio, de cuencas donde no existe información hidrológica, determinación de caudales de diseño en cuencas sin datos hidrológicos, y estudios básicos de sedimentos en diseño de PCH's.

Estas metodologías se elaboran con base en el análisis de diferentes estudios realizados por firmas consultoras, manuales de diseño de diferentes países y en las conclusiones y recomendaciones se presentan las sugerencias a utilizar en cada una de las franjas: Microcentrales, Minicentrales y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en sus etapas de prefactibilidad, factibilidad, diseño y construcción.

5.1. Medición de caudal

Debido a la variación de caudal a lo largo del año, la realización de una medida de aforos de caudal instantáneo resulta un registro aislado con utilidad mínima.

Es probable que algunas veces no exista información para hacer un estudio de hidrología, entonces nos veremos forzados a recolectar nuestros propios datos a partir de mediciones instantáneas del caudal. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se usan mediciones semanales y mensuales.

Los métodos de medición del caudal aquí descritos son:

- _ Método de la solución salina.
- _ Método del recipiente.
- _ Método del área y velocidad.
- _ Método de la sección de control y regla graduada.
- _ Método del vertedero de pared delgada.

Es necesario estudiar las características de estos métodos a fin de utilizarlos adecuadamente aprovechando las ventajas que ofrecen en cada caso particular.

5.1.1 Método de la solución salina

Este método es fácil de usar y bastante preciso. Las mediciones bien efectuadas no generan errores superiores al 5% y permiten hacer las estimaciones de potencial y cálculos posteriores.

Este método se basa en la conductividad del agua (ohm-1 = siemens) al cambiar el grado de concentración de sal, de este modo, si disolvemos una masa (M) de sal en un balde y vertemos la mezcla en una corriente de agua, dándole tiempo necesario para diluirse, provocaremos un incremento de conductividad que puede ser medido, como se explica más adelante, mediante un conductímetro.

Como podemos imaginar, dicho incremento de la conductividad dura cierto tiempo es transitorio y no es uniforme es decir se presentan pequeños incrementos al inicio y al final del paso de la "nube" de sal, mientras que el paso de la mayor concentración de sal estaría marcada por mediciones de conductividad en siemens (S) o microsiemens (mS), cada lapso corto (p.e. 5 segundos) desde cuando se inicia el lapso de la "nube" de sal hasta el paso total de la misma y luego se grafica conductividad (S) versus tiempo (t), se encontrará una curva más o menos uniforme de distribución.

Matemáticamente es demostrable que el caudal del río o quebrada en cuestión se puede calcular con la siguiente expresión, que relaciona caudal con la masa de sal y el área bajo la curva obtenida y corregida por un factor K.

$$Q = Kx \frac{M}{A}$$

Donde Q = Caudal $\left(\frac{lt}{seg.} \right)$

M = Masa de sal (miligramos)

K = Factor conversión

$$\left[mS \left(\frac{mg}{1} \right) \right]$$

Como se puede observar, K varía con la temperatura.

A = área bajo la curva en Ms seg.

Procedimiento:

a. Hacer indicaciones sobre el caudal aproximado. Resulta conveniente ver el río o quebrada antes de planear las mediciones para llevar las cantidades adecuadas de la sal

por cada $0.10 \frac{m^3}{seg.}$

b. Tomar una cierta cantidad de sal de mesa y secarla a fin de eliminar el error del peso por humedad. Luego pesar por pequeñas cantidades en bolsitas plásticas siguiendo la regla

de 100g por cada $0.1 \frac{m^3}{seg.}$

c. Medir la temperatura del agua y registrarla.

d. Escoger un tramo del río o quebrada donde haya una velocidad más o menos uniforme. Evitar los remansos porque estos retardan el paso de la "nube" de sal afectando

las medidas.

e. Una persona A disolverá una solución de una primera bolsita de sal en un balde de unos 10 a 12 litros de capacidad

y lo llenará con agua hasta no más de $\frac{3}{4}$ de su capacidad.

f. Seleccionar el lugar de la aplicación de la solución y el de la ubicación del medidor de conductividad. La distancia entre ambos puntos puede ir de 30 a 50 metros.

g. Colocar el medidor de conductividad y un reloj con precisión de segundos y prepare su registro para tomar los datos.

h. Ordenar la aplicación de la solución y observe el medidor hasta que empiece a elevarse la conductividad.

i. Registrar los valores de la conductividad cada 5 segundos.

Procesamiento de resultados

- Gráficar conductividad vs. Tiempo.
- Calcular el área encerrada por la curva y trazar una línea recta que une la conductividad base (primer punto leído) con el último punto.
- Encontrar el factor de corrección en

$$\frac{ms}{\left(\frac{mg}{lt}\right)}$$

- Utilizar la expresión $Q = K\left(\frac{M}{A}\right)$.

Recomendaciones

- Si el medidor de conductividad se satura, cambie de escala.
- Si el paso de la "nube" de sal ha sido muy rápido, use la distancia mayor.
- La solución debe ser lo suficientemente agitada para obtener una buena dilución antes de verter al río.
- El gráfico resultante debe tener una forma más o menos regular
- Tener cuidado con las unidades al momento de hacer los cálculos.

5.1.2. Método del recipiente

El método del recipiente es una manera muy simple de medir el caudal. Todo el caudal a medir es desviado hacia el balde o barril y se anota el tiempo que toma llenarlo. El volumen del envase se conoce y el resultado del caudal se obtiene simplemente dividiendo este volumen por el tiempo de

llenado. La desventaja de este método es que todo el caudal debe ser canalizado o entubado al envase. A menudo es necesario construir una pequeña presa temporal. Este método resulta práctico para caudales pequeños.

5.1.3. Método del área y velocidad

Este método se basa en el principio de continuidad. Para un fluido de densidad constante fluyendo a través del área de una solución conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media serán constantes:

$$\text{Area} \times V \text{ media} = Q = \text{Constante (m}^3/\text{s)}$$

Donde V media es la velocidad promedio del agua en la corriente. Este producto es igual al valor de el caudal volumétrico (Q) en m³/s.

• El flotador

Se dibuja el perfil de la sección del lecho del río y se establece una sección promedio para una longitud conocida de corriente. Utilizamos una serie de flotadores, podría ser una serie de pedazos de madera, para medir el tiempo que se demoran en recorrer una longitud preestablecida del río. Los resultados son promediados y se obtiene la velocidad superficial del flujo de agua.

Esta velocidad deberá ser reducida por un factor de corrección para hallar la velocidad media de la sección. Este factor depende de la profundidad de la corriente. Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida, se obtiene un estimado del valor del volumen de agua que fluye. Las imprecisiones de este método son obvias.

En general, escoger la mayor longitud posible del arroyo que tenga orillas paralelas con un área de la sección transversal uniforme a lo largo de esta longitud. Una sección de fondo rocoso con obstáculos al flujo, como piedras grandes, llevará a resultados erróneos.

A menos que se considere un caudal de pendiente suave y regular, no se puede obtener un valor preciso del área de la sección de la corriente, ya que el flotador está en la superficie del agua y el factor de corrección es solo una aproximación del agua y el factor de corrección es solo una aproximación

• Método de la sección de control y la regla graduada

Es similar al método del vertedero. Se diferencia en que la característica física de la sección es utilizada para controlar la relación entre la profundidad del agua y el caudal. El

medidor típico es una tabla de madera graduada que se coloca en un lugar donde sea fácil leerlo y no este expuesto a daños. Es de anotar que para utilizar el método se debe conocer diferentes causales para diferentes niveles con el objeto de realizar la curva de calibración correspondiente.

5.2. Estudios hidrológicos básicos

El comportamiento hidrológico de la cuenca está en función de sus características como el clima, cobertura vegetal, geomorfología y fisiografía de la misma. Por ello en el presente capítulo, se estudiarán dichas características para llegar así a un mejor conocimiento de la cuenca.

En un estudio general pueden presentarse tres casos:

- Que no existan series de caudales en los puntos estudiados, pero puedan utilizarse otras series de cuencas afines hidrológicamente.
- Que existan series de información (Caudal, Precipitación, temperatura, etc.).
- Que no existan series de caudales, en la cuenca considerada

ni en cuencas afines.

5.2.1 Estudio de una cuenca donde no existe información, pero pueden utilizarse otras series de cuencas afines hidrológicamente.

Para analizar este caso, se analizará un ejemplo utilizado en San Lucas Sur del Departamento de Bolívar Colombia. En el análisis hidrológico de En cualquiera de los casos se deberá estudiar un radio de investigación alrededor de la población, inicialmente de 13 Km. que correspondería a una línea de transmisión 13200 Kv. y posteriormente de 34Km que correspondería a una línea de 345000 Kv. este proyecto no se contaba con la información adecuada, debido a la falta de estaciones hidrometeorológicas cercanas al punto en estudio (sitio de bocatoma). Por lo tanto se procedió a tomar la información de estaciones cercanas al punto, ver Anexos 2,3, 4, 5 y 6, (estación hidrológica Palmasoriano 2320701 y estaciones climatológicas: Santa Rosa 2320503 y Canelos 2320505),

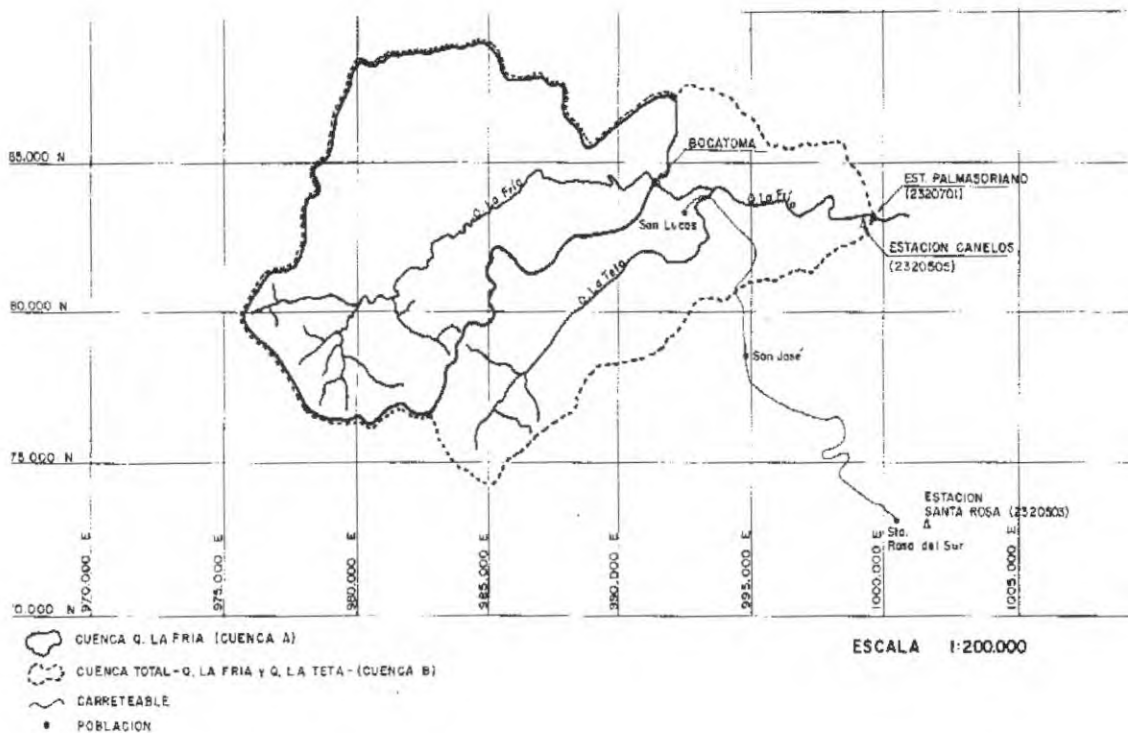


Fig. 5.3 Localización de las cuencas en estudio.

Las características físicas de una cuenca hidrográfica constituyen elementos que tienen gran importancia en el comportamiento hidrológico de la misma. De hecho existe una estrecha relación entre el régimen hidrológico y dichos elementos, de ahí que su conocimiento sea de gran utilidad práctica, pues al establecer relaciones y comparaciones de generalización de ellos con los datos hidrológicos conocidos, se pueden determinar indirectamente los valores hidrológicos en secciones o sitios en los que falten datos, o bien donde por causas fisiográficas o económicas no sea factible la instalación de estaciones hidrométricas.

En cualquier situación, así se tengan datos en el sitio de estudio, con el fin de establecer la afinidad hidrológica entre cuencas comparables o en el sitio que no se tengan datos se deben estudiar una serie de características físicas que son las siguientes:

Area. El área de una cuenca es la superficie encerrada por la línea de delimitación que corresponde a la divisoria de aguas de la misma. Se expresa en Kilómetros cuadrados.

La divisoria, es la línea que separa las aguas que superficialmente llegan al punto estudiado de las que pasarían a otras cuencas. Esta línea se traza bajo los siguientes criterios:

-La línea divisoria corta ortogonalmente a las curvas de nivel.

-Cuando la divisoria aumenta su altitud corta a las curvas de nivel por su parte convexa y cuando la divisoria disminuye de altitud corta a las curvas de nivel por su parte cóncava.

-La línea divisoria nunca debe cortar un río, arroyo o quebrada excepto en el punto que queremos obtener su divisoria.

El valor del área es importante desde varios puntos de vista:

-Su valor sirve de base para el cálculo de otros elementos.

-Generalmente los caudales crecen a medida que aumenta el área de la cuenca.

La primera que está definida por la cuenca de la quebrada La Fría hasta el sitio de bocatoma, y la segunda un área total que comprende las cuencas de las quebradas La Fría y La Teta hasta el sitio donde están localizadas las estaciones Palmasoriano y Canelos, véase **Figura 5.3**.

Las áreas de las cuencas se determinaron utilizando planímetro aceptando un error de más o menos el 3%, Midiendo en planchas cartográficas del IGAG, escala 1:25.000 se obtuvieron los siguientes resultados:

Area de la Cuenca Q. La Fría (a bocatoma) : 112,20 Km².

Area de la Cuenca Q. La Teta : 83,17 Km².

Area de la Cuenca total : 195,37 Km².

Perímetro. Corresponde a la longitud de la línea divisoria de aguas, se mide en Km. Para las respectivas cuencas se obtuvieron los siguientes datos utilizando el curvímetro:

Perímetro Cuenca Q. La Fría (a bocatoma) : 54,20 Km.

Perímetro Cuenca Q. La Teta : 50,60 Km.

Perímetro Cuenca Total : 68,40 Km.

La Figura 5.4, muestra el área y el perímetro de las cuencas en estudio. Los datos para la determinación de dicho perfil se tomaron de planchas cartográficas del IGAG en escala 1:25.000, y se observan en la figura 5.4

Fig.5.4 Perfil topográfico Quebrada La Fría

Forma de la cuenca. La forma de la cuenca se toma siempre sobre la proyección horizontal y puede concebirse que afecta las características del caudal del río. En cuencas largas y angostas pueden esperarse períodos de caudales mínimos

bajos, mientras que en cuencas circulares los caudales por lo general son altos.

El coeficiente que determina la forma de la cuenca es el coeficiente de compacidad.

Coeficiente de Compacidad. El coeficiente de compacidad (véase tabla 5.1), está dado por la siguiente fórmula:

$$K = \sqrt{i}$$

K = Coeficiente de Compacidad.

i = Índice de Gravelius, y es la relación entre el área de un círculo equivalente y el área de la cuenca.

$$i = p^2 R^2 / \text{Area de la Cuenca}$$

R = Radio del círculo equivalente, y es la relación entre el perímetro de la cuenca y dos veces p.

Cuenca	Area Km ²	Perímetro Km.	R Km.	Y	K
La Fría	112,20	54,20	8,63	2,09	1,44
Total	195,37	68,40	10,89	1,91	1,38

TABLA 5.1 Índice de compacidad.

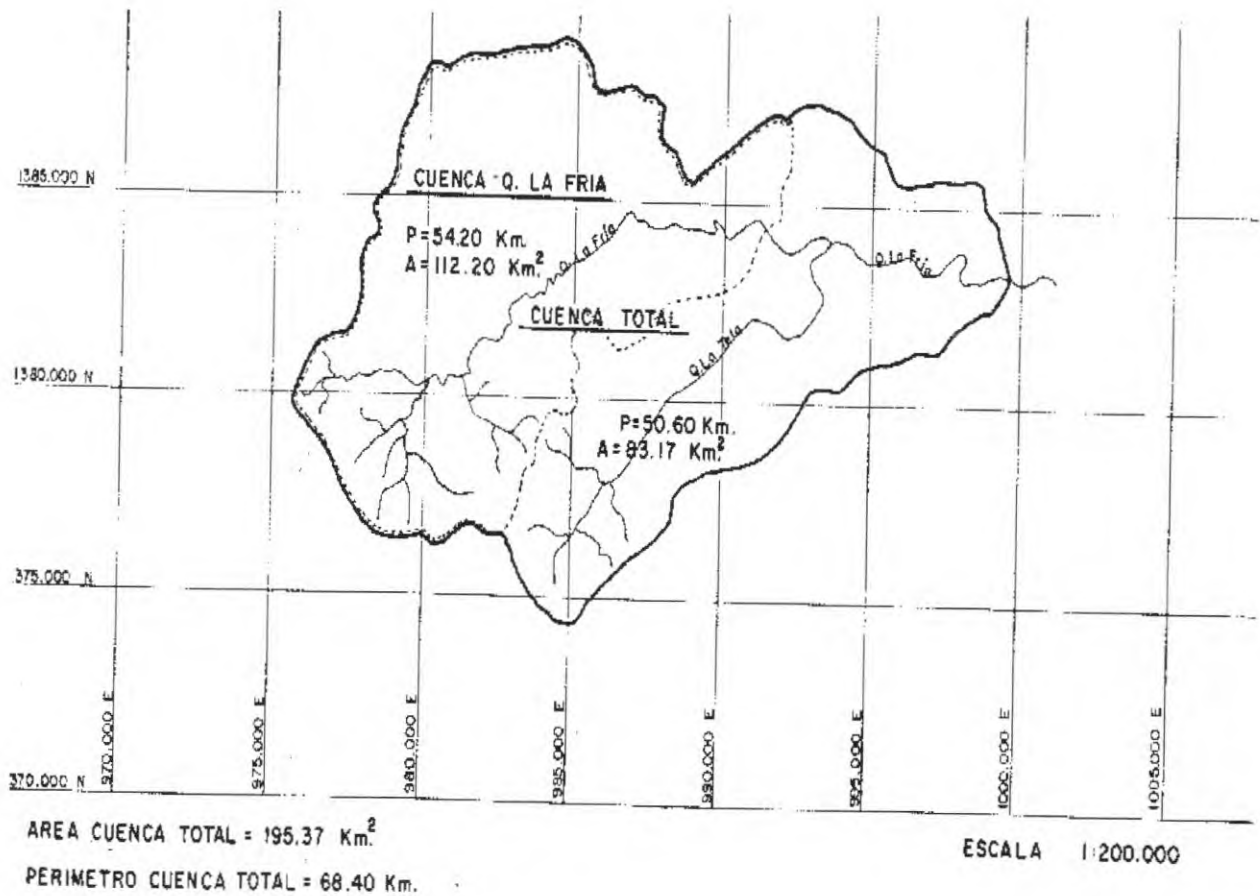


Fig.5.4 Características fisiográficas de las cuencas. Perfil Topográfico

Si $K = 1,00$ a $1,25$ La forma de la cuenca es redonda a oval redonda.

Si $K = 1,25$ a $1,50$ La forma de la cuenca es oval redonda a oval oblonga.

Si $K = 1,50$ a $1,75$ La forma de la cuenca es oval oblonga a rectangular oblonga.

De acuerdo con los índices obtenidos se tiene que la forma de las cuencas es oval redonda a oval oblonga.

Índice de Pendiente. Este índice es un valor medio de las pendientes y se deduce del rectángulo equivalente, dicho rectángulo tiene el mismo perímetro y la misma área de la

cuenca. Este índice se define por:

$$I_p = \left(\frac{1}{\gamma L} \right)^* \left[\left(\frac{H_1 * B_1}{1.000} \right)^{0,5} + \dots + \left(\frac{H_n * B_n}{1.000} \right)^{0,5} \right]$$

I_p = Índice de pendiente.

H = Diferencia entre un par de curvas de nivel.

B = Fracción de la superficie total de la cuenca, comprendida entre las curvas, se obtiene de la relación del

área entre curvas de nivel y el área total.

L = Longitud del lado mayor del rectángulo equivalente.

l = Longitud del lado menor del rectángulo equivalente.

El rectángulo equivalente es un rectángulo que tiene la misma superficie de la cuenca, como se explicó anteriormente. Adicionalmente posee el mismo índice de compacidad e idéntica repartición hipsométrica. Este método, trata de una transformación puramente geométrica de la cuenca en un rectángulo del mismo perímetro, convirtiéndose las curvas de nivel en rectas paralelas al lado menor, siendo estos lados la primera y la última curva de nivel, véase tablas 5.2 y 5.3.

Cuenca Nivel	Area Km ²	Area Total Km ² .	B.
600-800	6.93	195,37	0,0355
800-1000	23,23	195,37	0,1189
1000-1200	36,17	195,37	0,1851
1200-1400	68,00	195,37	0,3484
1400-1600	49,37	195,37	0,2527
1600-1800	11,34	195,37	0,0580
1800-2000	0,33	195,37	0,0017

TABLA 5.2 Fracción de superficie de la cuenca total.

Curva Nivel	Area Km ²	Area Total Km ² .	B.
1.000-1.200	12,86	112,20	0,1146
1.200-1.400	49,49	112,20	0,4411
1.400-1.600	37,21	112,20	0,3316
1.600-1.800	12,22	112,20	0,1089
1.800-2.000	0,42	112,20	0,0037

TABLA 5.3 Fracción de superficie cuenca Q. La Fría.

El valor de la longitud del lado mayor del rectángulo equivalente está dado por la siguiente fórmula:

$$L = \frac{((Ic * 50S))}{\left[1 - 5 \left(1 - \left(\frac{1,12}{Ic}\right)^{0,5}\right)\right]}$$

L = Longitud del lado mayor del rectángulo, en Km.
Ic = Índice de Compacidad de la cuenca en estudio.
S = Superficie de la cuenca en estudio, en Km².

Reemplazando en la formula, con los siguientes datos:

Ic = 1,38

S = 195,37 Km²

Para la cuenta total se obtuvo el siguiente valor:

L = 27,28 Km.

De la misma forma, con los siguientes valores:

Ic = 1,44

S = 112,2 Km²

Para la cuenta de la Q. La Fría se obtuvo el siguiente valor:

L = 22,18 Km.

Para obtener el valor del lado menor del rectángulo equivalente se aplica la formula:

El valor de la longitud del lado mayor del rectángulo equivalente está dado por la siguiente fórmula:

$$L = \frac{((Ic * 50S))}{\left[1 - 5 \left(1 - \left(\frac{1,12}{Ic}\right)^{0,5}\right)\right]}$$

L = Longitud del lado mayor del rectángulo, en Km.

Ic = Índice de Compacidad de la cuenca en estudio.

S = Superficie de la cuenca en estudio, en Km².

Reemplazando en la formula, con los siguientes datos:

Ic = 1,38

S = 195,37 Km²

Para la cuenta total se obtuvo el siguiente valor:

L = 27,28 Km.

De la misma forma, con los siguientes valores:

Ic = 1,44

S = 112,2 Km²

Para la cuenta de la Q. La Fría se obtuvo el siguiente valor:

L = 22,18 Km.

Para obtener el valor del lado menor del rectángulo equivalente se aplica la formula:

$$l = \left(\frac{Ic * 50S}{1,12}\right) \left[1 - 5 \left(1 - \left(\frac{1,12}{Ic}\right)^{0,5}\right)\right]$$

Los valores de la tabla anterior se representan en la Figura 12, entrando a dicha figura con el 50%, se obtiene que la elevación media de la cuenca total es de: 1.410 m.s.n.m.

Encima de m.	Area Km ² .	Porcentaje %
2.000	0,00	0,00
1.800	0,42	0,37
1.600	12,61	11,24
1.400	49,82	44,40
1.200	99,31	88,51
1.000	112,20	100,00

TABLA 5.5. Curva Hipsométrica de la Cuenca Q. La Fría

Encima de m.	Area Km ² .	Porcentaje %
2.000	0,00	0,00
1.800	0,35	0,18
1.600	11,69	5,98
1.400	61,06	31,25
1.200	129,06	66,05
1.000	165,23	84,56
800	188,46	96,45
600	195,39	100,00

TABLA 5.4. Curva Hipsométrica de la Cuenca Total

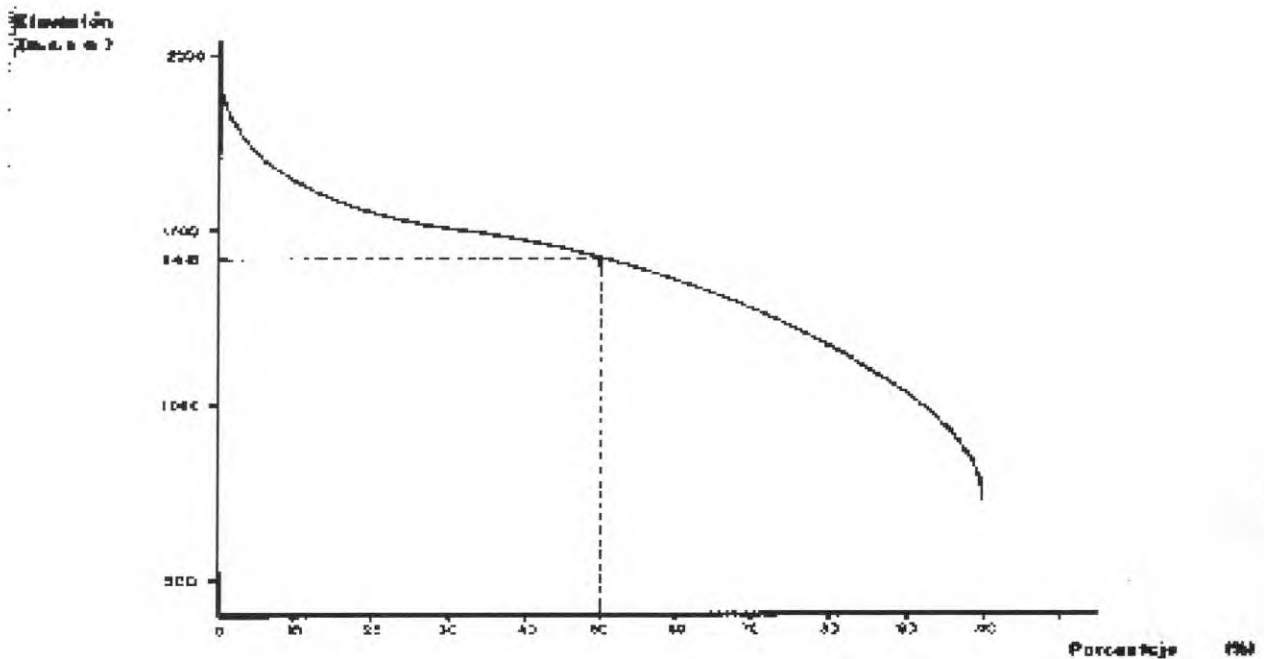


Fig.

5.6 Curva hipsométrica Cuenca Quebrada Fría

- l** = Longitud del lado menor del rectángulo equivalente, en Km.
- Ic** = Índice de Compacidad de la cuenca en estudio.
- S** = Superficie de la cuenca en estudio, en Km².

Los anteriores valores anteriores se obtuvieron para comprobar las siguientes relaciones:

$$L+l = 0,5 * P; L * l = S$$

De la cual se obtuvieron los siguientes valores:

- L** = Longitud mayor del rectángulo, en Km.
- l** = Longitud menor del rectángulo, en Km.
- P** = Perímetro de la cuenca, en Km.
- S** = Superficie de la cuenca, en Km².

- Cuenca total := 7,16Km
- Cuenca Q. La Fría := 5,06Km

Datos para la cuenca total:

- L = 27,28 Km.
- l = 7,16 Km.
- P = 68,40Km.
- S =195,37 Km².

34,44 Km. Aprox. 34,20 Km.; 195,32 Km² Aprox. 195,37 Km²

Datos para la cuenca Q. La Fría:

- L = 22,18 Km.
- l = 5,06 Km.
- P = 54,20 Km.
- S = 112,20 Km².
- 27,24 Km. Aprox. 27,10 Km.; 112,23 Km² Aprox. 112,20 Km²

Reemplazando los valores obtenidos anteriormente, en la fórmula del índice de pendiente, se hallaron:

- Cuenca total: $I_p = 0,200$
- Cuenca Q. La Fría: $I_p = 0,187$

Curva Hipsométrica. Representa la superficie dominada por encima de cada cota, por lo tanto caracteriza en cierto modo el relieve y define la elevación media de la cuenca, véase Tablas 5.4 y 5.5.

Para su obtención, primero se miden las áreas entre curvas de nivel con planímetro, después se halla el porcentaje de área entre dichas curvas con respecto al área total de la cuenca. Hecho esto se gráfica el porcentaje en el eje de las

abscisas y la elevación en el eje de las ordenadas. Finalmente se entra a la figura con el 50% que determina la elevación media de la cuenca.

5.3 características hidrológicas de la cuenca

Con el estudio de éstas características se pretende conocer los aportes de la cuenca y determinar el caudal disponible en el sitio de captación, con el fin de comprobar que éste caudal sea mayor al caudal de diseño, para así determinar si es necesario o no la construcción de una obra de represamiento.

5.3.1 Curva de duración de caudales medios mensuales.

Esta curva representa el porcentaje de tiempo durante el cual un determinado valor de caudal es igualado o excedido durante un período de tiempo.

El procedimiento para elaborar la curva es el siguiente:

- Seleccionar la unidad de tiempo a utilizar dependiendo del tipo de estudio.
- Ordenar los valores de caudal de mayor a menor y encontrar la amplitud, así:

$$A = Q_{\text{mayor}} - Q_{\text{menor}}$$

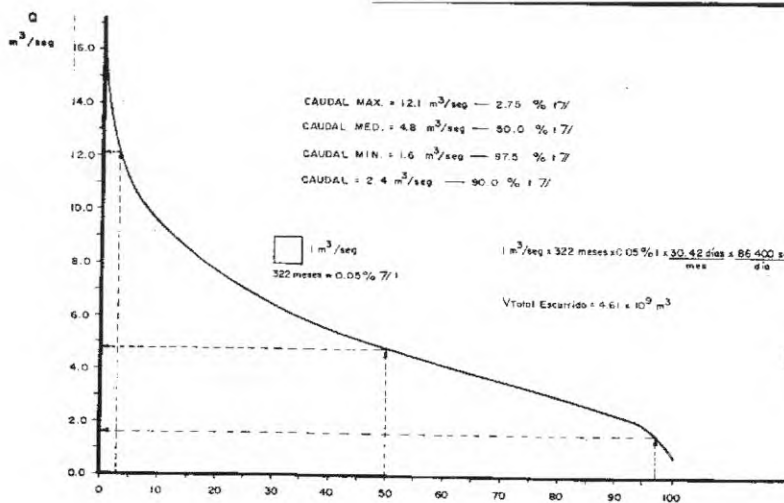


Fig.5.7 Curva duración caudales medios

mensuales de la Quebrada Fría

Caudales m ³ /seg.	Nº Eventos	Eventos Acumulados	Frecuencia Aumulada %
16,00-16,99	1	1	0,31
15,00-15,99	1	2	0,62
14,00-14,99	0	2	0,62
13,00-13,99	4	6	1,86
12,00-12,99	5	11	3,42
11,00-11,99	4	15	4,66
10,00-10,99	9	24	7,45
9,00-9,99	18	42	13,04
8,00-8,99	22	64	19,88
7,00-7,99	17	81	25,16
6,00-6,99	34	115	35,71
5,00-5,99	38	153	47,52
4,00-4,99	51	204	63,35
3,00-3,99	50	254	78,88
2,00-2,99	53	307	95,34
1,00-1,99	15	322	100,00
0,00-0,99	0	322	100,00

Tabla 5.6. Curva de duración de caudales medios mensuales de la quebrada. La fría

- Obtener el intervalo de clase.
- Fijar el límite interior de cada clase, teniendo en cuenta que éste sea menor que el interior de la serie.
- Definir el límite superior e inferior de todas las clases consideradas.
- Ubicar cada uno de los eventos de la serie dentro de su clase correspondiente.
- Calcular los eventos acumulados, empezando por el evento correspondiente a la clase mayor.

$$\text{Frecuencia de eventos} = \frac{\text{Eventos acumulados}}{\text{n. total de eventos}}$$

- Elaboración de la curva de duración considerando en el eje X la frecuencia de eventos acumulados o porcentaje de tiempo y en el eje Y el límite inferior de cada clase.
- Esta curva determina el caudal Máximo, Medio y Mínimo entrando con el 2,75%, 50,0%, 97,5%, respectivamente por convención.

Para la elaboración de ésta curva, véase Figura 5.7, se utilizó la información del IDEAM existente de la estación Palmatoriano (2320701), de valores medios mensuales de caudal. Ver tabla 5.2

De la curva de duración, Figura 5.7, se obtuvieron los siguientes caudales:

Caudal Máximo = 12,10 m³/seg

t	Om ³ /seg.	Log.Q	(Log Q Log Q)
5	11,0	1,0414	0,13083
15	8,60	0,9345	0,06492
25	7,00	0,8451	0,02736
35	6,00	0,7782	0,00970
45	5,20	0,7160	0,00132
55	4,50	0,6532	0,00070
65	3,90	0,5911	0,00785
75	3,20	0,5051	0,03049
85	2,70	0,4314	0,06165
95	2,00	0,3010	0,14341
suma	6,7970		0,14341

TABLA 5.7 Datos Para la determinación del índice de variabilidad

Caudal Mínimo = 1,60 M3/seg

Caudal Medio = 4,80 m³/seg

De la curva de duración, se deduce el volumen de escorrentía que corresponde al área bajo la curva, el cual es el siguiente:

$$V = 4,61 * 109 \text{ m}^3$$

La pendiente de la curva se cuantifica por medio del índice de variabilidad que corresponde a la desviación estándar de los logaritmos de los caudales obtenidos cada 10%. Este se deduce de la siguiente formula, véase Tabla 5.7.

$$Iv = \frac{((\log.Q_i - \log.Q)^2)}{(N - 1)}$$

Iv = Índice de variabilidad.

Qi = Caudal correspondiente a cada intervalo de tiempo obtenido de la curva, en m³/seg.

Q = Sumatoria de los logaritmos de Qi.

N = Número de datos.

Aplicando la anterior formula se obtiene:

Si Iv menor 0,20, bajo, régimen aluvial o valle.

Si Iv entre 0,20 y 0,40, medio, régimen aluvio torrencial.

Si Iv mayor 0,40, alto, régimen torrencial.

Como el Índice de variabilidad dio 0,23 entonces el régimen de la cuenca es aluvio torrencial.

5.3.2 Precipitación media mensual.

Al no existir estaciones meteorológicas dentro de las cuencas en estudio, se graficaron los datos de elevación y precipitación obtenidos del IDEAM, de las estaciones climatológicas vecinas a las cuencas, (Santa Rosa 2320503 : elevación 650 m, precipitación media mensual 1.818 mm y

canelos 2320505 : elevación 1.200 m, precipitación media mensual 2.484,8 mm). Posteriormente se entró a la Figura 5.8 con la elevación media (previamente obtenida de la curva Hipsométrica de cada una de las cuencas), y se procedió a hallar su precipitación media mensual, como se observa en la Figura antes mencionada.

Obteniéndose los siguientes datos:

Cuenca total (Q. La Fría y la Teta) = 2.740 mm
 Cuenca Q. La Fría = 2.825 mm

Esta metodología se utiliza solo para obtener un valor medio. El mejor procedimiento es conseguir plano de isoyetas para determinar el valor de la precipitación media en cada uno de los puntos.

5.3.3 Aporte y caudales medios.

Para estimar las aportaciones medias en puntos en donde no existen series de caudales, se utilizan los siguientes métodos:

El método de la fórmula de Becerril, el de Keeler y el de Heras, con los cuales se obtienen los valores medios en los puntos necesarios.

Es necesario calibrar los coeficientes para las condiciones regionales.

Para aplicar los siguientes métodos es necesario determinar el aporte en la cuenca B.

Cuenca A = Cuenca Q. La Fría.
 Cuenca B = Cuenca Total (Q. La Fría y Q. La Teta).

$AP = Q_m$

Por lo tanto

$APB = Q_mB$

APB= Aporte cuenca B, en Hm^3 , durante un año.

Q_m = Caudal medio, en $Hm^3/año$

Según información del IDEAM, el caudal medio mensual registrado en la estación Palmasoriano (2320701) es de: 5,45 m^3/seg .

Realizando las conversiones necesarias el caudal medio de la cuenca B es igual a:

$Q_mB = 171,87 \frac{Hm^3}{año}$

Aplicando la relación $AP = Q_m$

$APB = 171,87 Hm^3$

5.3.3.1 Fórmula de Becerril.

$A = K * P^{3/2}$

a = Aportación específica en mm.

P = Precipitación media mensual de la cuenca, en mm.

K = Coeficiente que depende del clima de la región.

Inicialmente se halla la aportación específica de cuenca B:

$aB = APB/SB$

aB = Aportación específica de la cuenca B, en mm

$APB =$ Aporte total de la cuenca B, en

$\frac{Hm^3}{año}$ $Hm^3/año$

SB = Superficie de la cuenca B, en Hm^2 .

Datos:

$APB = 171,87 Hm^3$

$SB = 19.537 Hm^2$

Aplicando la fórmula:

$aB = 879,72 mm$

Una vez conocido el aporte específico de la cuenca B y su precipitación media mensual que es igual 2.740 mm., se despeja el coeficiente K:

$KB = 0,00613$

Por condiciones climatológicas existentes en las dos cuencas que son muy similares, se adopta:

$KA = KB$

Aplicando la fórmula de Becerril para la cuenca A:

$aA = KA * PA^{3/2}$

aA = Aporte específica de la cuenca A, en mm.

KA = Coeficiente, igual a 0,0061.

PA = Precipitación de la cuenca A, en mm. igual a 2.825 mm.

$aA = 920,97 mm$

Con el dato anterior y la superficie de la cuenca A igual a 11.220 Hm^2 , se halla el aporte total de la cuenca:

$AP_A = 103,33 \frac{Hm^3}{año}$

Realizando las conversiones:

$$Q_{m_A} = 3,28 \frac{m^3}{seg.}$$

5.3.3.2 Fórmula de Keeler.

$$A = T * P * K$$

a = Aportación específica, en mm.

T = Coeficiente que varía entre 0,9-1,0.

Adoptando

$$T = 0,95$$

P = Precipitación media mensual de la cuenca, en mm.

K = Coeficiente de Keeler.

Datos:

$$a_B = 879,72 \text{ mm}$$

$$T = 0,95$$

$$P_B = 2.740 \text{ mm}$$

Despejando el coeficiente de Keeler:

$$K_B = 1.723,28$$

Una vez hallado el coeficiente K_B , se reemplaza en la fórmula de aportaciones con los siguientes datos:

$$K_A = 1.723,28; T = 0,95; P_A = 2.825 \text{ mm}$$

De esta forma, se obtiene el valor de la aportación específica para la cuenca A:

$$a_A = 960,47 \text{ mm}$$

Cómo en el método de Becerril, el aporte total es igual a la aportación específica multiplicada por la superficie de la cuenca. De este modo se obtiene el valor de:

$$A_{PA} = 107,76 \text{ Hm}^3$$

$$Q_{mA} = A_{PA} / \text{año}$$

Por lo tanto:

$$Q_{mA} = 3,42 \text{ m}^3/\text{seg}$$

5.3.3.3 Fórmula de Heras.

$$A_P = P * e * S$$

A_P = Aporte en Hm^3 .

P = Precipitación, en mm.

S = Superficie en Hm^2 .

e = Coeficiente de Heras.

De la fórmula anterior, se despeja e_B con los siguientes datos:

$$A_{PB} = 171,87 \text{ Hm}^3$$

$$P_B = 2.740 \text{ mm}$$

$$S_B = 19.537 \text{ Hm}^2$$

Obteniendo:

$$e_B = 0,321$$

El coeficiente de Heras para la cuenca A se halla de multiplicar e_B por un coeficiente de transporte, definido por la siguiente fórmula:

$$K_{AB} = \left(\left(\frac{2 * I_{p_A}}{I_{p_B}} \right) + \left(\frac{I_{c_A}}{I_{c_B}} \right) \right) / 3$$

K_{AB} = Coeficiente de transporte.

I_p = Índice de Pendiente.

I_c = Índice de Compacidad.

Datos:

$$I_{p_A} = 0,187$$

$$I_{p_B} = 0,200$$

$$I_{c_A} = 1,44$$

$$I_{c_B} = 1,38$$

Entonces:

$$K_{AB} = 0,9711 ; e_A = e_B * K_{AB}$$

Por consiguiente:

$$e_A = 0,312$$

Aplicando la fórmula de Heras, se define el aporte para la cuenca A con los siguientes valores:

$$A_{PA} = 2.825 \text{ mm}$$

$$S_A = 11.220 \text{ Hm}^2$$

entonces:

$$A_{PA} = 98.893 \text{ Hm}^3$$

$$Q_{mA} = 3,14 \frac{m^3}{seg.}$$

Para hallar el caudal medio definitivo, se puede tomar los valores medios obtenidos por los tres métodos anteriores y se saca un promedio de ellos.

Año	Caudal (m ³ /seg)	n	F
1.990	2,80	1	2
1.989	25,90	2	6
1.966	28,74	3	10
1.975	41,00	4	14
1.972	42,60	5	18
1.976	49,00	6	22
1.986	52,36	7	26
1.974	55,00	8	30
1.983	57,66	9	34
1.984	66,61	10	38
1.967	67,59	11	42
1.964	71,20	12	46
1.987	75,00	13	50
1.988	75,00	14	54
1.977	82,40	15	58
1.978	87,20	16	62
1.979	88,00	17	66
1.965	100,00	18	70
1.971	112,00	19	74
1.985	125,00	20	78
1.980	129,00	21	82
1.981	129,00	22	86
1.982	139,30	23	90
1.973	215,00	24	94
1.970	290,00	25	98

TABLA 5.8 . Obtención de Caudales Máximos Mensuales.

Por lo tanto el caudal medio para la Cuenca A igual a:

$$Q_{mA} = 3,28 \frac{m^3}{seg}.$$

5.3.4 Caudales Máximos Mensuales de la Cuenca Total.

Para la obtención de la Tabla 5.8, se tomó la información del IDEAM, correspondiente a caudales máximos mensuales, Estación Palmatoriano (2320701).

Se ordena el caudal de menor a mayor de las series más representativas, se numera la posición de cada caudal y se halla su respectiva frecuencia.

$$F = \left(\frac{(2n - 1)}{2N} \right) * 100$$

F = Frecuencia

n = Número de posición

N = Número de datos y N= 25 datos.

Los valores de la tabla 5.9 se Graficaron en papel gumbel y se hallan los caudales máximos para un periodo de retorno de 5 :10 y 25 años.

5.3.5 Caudales, Mínimos Mensuales de la Cuenca Total.

La información para la tabla 5.9 de la serie de caudales mínimos mensuales, se obtuvo del IDEAM estación Hidrológica Palmatoriano (2320701).

El caudal se ha ordenado de mayor a menor, de las mismas series que se tomaron para realizar la tabla de caudales máximos mensuales. Se numera su respectiva posición y se halla su probabilidad de ocurrencia.

$$P = \frac{(n * 100)}{(N + 1)}$$

P = Probabilidad de ocurrencia.

N = Número de posición.

N = Número de datos, N = 25 datos.

Al igual que los caudales máximos, éstos se graficaron en papel Gumbel y se hallaron los caudales mínimos para períodos de retorno de 5, 10 y 25 años.

Q_{min.} Para 5 años = 1,42 m³/seg

Q_{min.} Para 10 años = 1,10 m³/seg

Q_{min.} Para 25 años = 1,64 m³/seg.

5.3.6 Histogramas de Caudales Máximos, Mínimos y Medios Mensuales.

Estos Histogramas permiten graficar el comportamiento del caudal a lo largo de todo el año, conociendo las épocas de crecidas y de mínimos caudales, muy útiles para programar los meses en donde se construirán las obras.

Al no existir una estación en el punto de bocatoma, como se indico anteriormente, se procedió a aplicar el mismo método utilizado para hallar caudales máximos y mínimos mensuales en el sitio de captación, es decir la tendencia de rendimientos decrecientes:

$$R = Q/A$$

R = Rendimiento de la cuenca, en m³/seg/Km².

Q = Caudal, en m³/seg.

A = Area de la cuenca, en Km².

Año	Caudal (m ³ /seg)	n	P
1.990	22,80	1	2
1.989	25,90	2	6
1.966	28,74	3	10
1.975	41,00	4	14
1.972	42,60	5	18
1.976	49,00	6	22
1.986	52,36	7	26
1.974	55,00	8	30
1.983	57,66	9	34
1.984	66,61	10	38
1.967	67,59	11	42
1.964	71,20	12	46
1.987	75,00	13	50
1.988	75,00	14	54
1.977	82,40	15	58
1.978	87,20	16	62
1.979	88,00	17	66
1.965	100,00	18	70
1.971	112,00	19	74
1.985	125,00	20	78
1.980	129,00	21	82
1.981	129,00	22	86
1.982	139,30	23	90
1.973	215,00	24	94
1.970	290,00	25	98

Tabla 5.9 Caudales Mínimos Mensuales

Los datos escogidos para tal fin fueron tomados de la estación Palmasoriano, correspondientes a

los valores máximos, medios y mínimos de caudales mensuales.

Los datos obtenidos se observan en la Tabla 5.12 donde se representan los Histogramas de caudal máximos, mínimos y medios respectivamente

5.4 Estudio hidrológico en cuencas donde no existan datos

5.4.1. INTRODUCCION

En esta parte se presenta una metodología de los trabajos a realizar en la etapa de factibilidad en cuencas donde no existen datos directos sobre la cuenca.

5.4.2. Recopilación de la información

Se recopila información cartográfica en el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) en escalas 1: 25.000 y 1 : 400.000;

Regionales, de estaciones cercanas y de cuencas vecinas con características similares a las de una cuenca en estudio.

Se relacionan los registros de precipitación total mensual, la precipitación máxima mensual en 24 horas, la temperatura media mensual, la evaporación total mensual

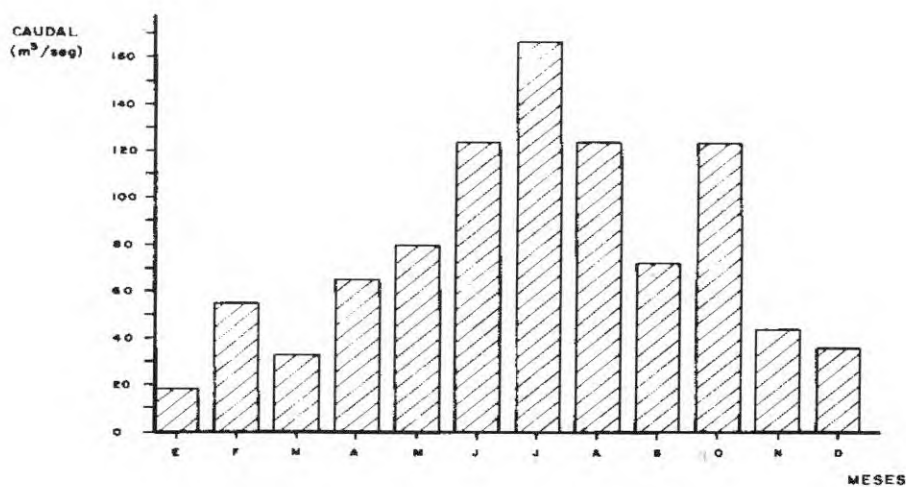


Figura No 5.3 Histograma de Caudales máximos Mensuales

y los valores de brillo solar total mensual, tomados de dichas estaciones y se muestra el mapa de localización de las estaciones hidrométricas y meteorológicas.

Se caracteriza La zona del proyecto de acuerdo con la pluviosidad, y análisis del clima. Se analiza la precipitación anual media, la temperatura media, el valor de la humedad relativa, la evaporación y el brillo solar de la zona.

Además se recopila y utiliza información de la etapa de Prefactibilidad.

- **Localización y descripción de la cuenca**

Se analiza desde el punto de vista fisiográfico general, la cota de nacimiento del río, el área de drenaje, la variación altitudinal, pisos térmicos y climáticos así como por sus ecosistemas correspondientes.

El régimen de caudales se caracteriza por los períodos húmedo y seco.

- **Recursos empleados**

La información principal, base para la elaboración de los estudios se obtiene en entidades gubernamentales, tanto nacionales como departamentales y municipales, bibliotecas públicas, informantes particulares e información básica, primaria de campo.

- **Hidrología**

El análisis hidrológico tiene como objeto determinar la disponibilidad de agua, en los sitios de los proyectos, para la generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta la totalidad de la información hidrológica disponible; además se deben estimar los caudales de crecienta de diferentes probabilidades de ocurrencia y los volúmenes de sedimentos.

Se debe estimar los caudales medios multianuales, los caudales máximos de diferentes probabilidades de ocurrencia y la duración de estiajes.

- **Características morfológicas de la cuenca.**

Con base en la cartografía investigada se procede a definir las características morfológicas de la cuenca, y se determina el área de las cuencas y otras variables así:

Area de la cuenca Ac, Longitud del cauce principal Lc, Altura total de la cuenca H, Tiempo de concentración Tc.

- **Estudio de caudales**

Con el fin de conocer el comportamiento climatológico del área de influencia se hace análisis de la información hidrológica de las estaciones consideradas.

Se realiza la complementación de las series por regresión lineal teniendo como base el asocio de estaciones vecinas. Se realiza el análisis de consistencia de dichas series para lo cual se hace necesario que las estaciones presenten condiciones de la misma naturaleza, se realiza un resumen de caudales medios multianuales de cada alternativa en m³/s y el área en Km². y caudales máximos en m³/S con probabilidades del 0.01, 0.1, 1 y 4%, volúmenes de sedimentos en Mm³/Año, caudales medios diarios asegurados determinados de la curva de duración de caudales con porcentajes del 80 - 95%, caudal diario mínimo en m³/s, duración de estiaje en meses y distribución porcentual de volúmenes medios mensuales dentro del año en los sitios de posibles desarrollos hidroeléctricos.

5.4.3. Registros y observaciones de campo del estudio

Los trabajos de campo deben permitir observar las condiciones morfológicas, fisiográficas y físicas de la cuenca.

5.4.3.1. Condiciones de cobertura

Se analiza en porcentaje el estado actual de cobertura de la cuenca, clasificando zonas de pastos, deforestadas, de arbustos, etc.

5.4.3.2. Condiciones topográficas

Desde el punto de vista fisiográfico general, el área de la cuenca debe dividirse en subregiones, vertiente montañosa, zonas planas, pie de monte, cercanía a la playa, etc.

5.4.3.3. Estabilidad de la cuenca

Se debe describir las condiciones de cubrimiento con vegetación y los sitios de deslizamientos y otros fenómenos erosivos para deducir la estabilidad.

5.4.3.4. Régimen de niveles máximos y mínimos

Se analiza el caudal diario mínimo en el sitio de la toma y los caudales máximos se determinan mediante estudios regionales verificándolos con el método del Soil Conservation Service. Se debe analizar para este tipo de obras el caudal correspondiente a diferentes períodos de retorno en algunas ocasiones y de acuerdo con el riesgo se puede utilizar de 100 ó 1000 años.

5.4.3.5. Aforos sólidos y líquidos

Se realizarán desde la etapa de Prefactibilidad. Su utilidad es para contrastar los métodos utilizados anteriormente ya que son medidas puntuales que arrojan muy poca luz sobre las variaciones de estas variables en el tiempo.

5.4.4. Estudios climatológicos

Se presentan los estudios climatológicos relacionados con la cuenca del río en estudio. .

Se analiza el comportamiento de la Precipitación local y regional, las lluvias en la región determinando la variación de la precipitación anual y mensual. También la temperatura, humedad, evaporación y los vientos.

5.4.5. Estudios hidrológicos

El estudio hidrológico se realiza con los siguientes objetivos:

- a. Analizar la disponibilidad de agua en la cuenca, con el fin de generar energía eléctrica con la pequeña central hidroeléctrica.
- b. Hacer el estudio de crecidas del río a la altura de los sitios en que se han proyectado las obras de derivación.
- c. Realizar el estudio de sedimentos, para precisar la producción de éstos, patrones de depositación y geomorfología.
- d. Establecer la precipitación máxima probable (P.M.P.) y el caudal máximo probable (C.M.P.) para con estos precisar los caudales de diseño para las obras de desviación, vertedero de excesos y obras de descarga.

5.4.5.1. Caudales medios

Si no se dispone de información de mediciones en el río es necesario analizar la aplicación de métodos de transferencia y generación determinística de datos hidrológicos según las condiciones climáticas de la región. Se llegó a la conclusión de que , para las áreas montañosas, lo más conveniente era la generalización de los rendimientos medios multianuales de las estaciones hidrométricas existentes en cuencas vecinas. Con apoyo de las características morfométricas; se hace uso de los mapas de isoyetas medias e isolíneas de evaporación, para el balance hídrico, debido a la falta casi total de mediciones directas de caudal.

Se puede esperar que el cálculo indirecto de caudales medios multianuales, basado en el mapa de isolíneas de rendimientos medios no conduce a errores mayores del 10%, según los análisis de errores realizados en el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE).

Se pueden elaborar cuadros de caudales medios multianuales en los sitios de desarrollo hidroeléctrico.

5.4.5.2. Caudales mínimos

Las curvas medias de duración de caudales diarios se definen considerando que incluso en las pocas estaciones que han funcionado entre 35 y 50 años, relativamente pocos años disponen de series completas de caudales diarios . En

consecuencia no parece existir alternativa diferente que la de aceptar como representativos o medios típicos las curvas de duración con base en los valores de caudales mensuales y diarios mínimos promedios multianuales.

El análisis comparativo de estas curvas con las correspondientes elaboradas en base en los valores promedios de caudales diarios directos, llevó a la conclusión de que ambas curvas son satisfactoriamente similares en el intervalo comprendido entre el 20% y el 95% de frecuencia.

Para la elaboración de las curvas de duración de caudales medios diarios fue necesario conocer el orden de magnitud de los caudales medios diarios mínimos promedios multianuales regionales. Estos valores se pueden determinar mediante un coeficiente K, cociente entre el caudal medio diario mínimo anual promedio y el caudal promedio multianual del mes más seco; se trata de un coeficiente inferior a la unidad que permite obtener el valor diario del día más seco, por reducción del valor mensual de estiaje.

También se estima la duración aproximada de los períodos interanuales de estiaje, para lo que se analizaron los caudales medios mensuales consecutivos, que fueron inferiores a los caudales anuales regionales de probabilidades estadísticas del 90 %.

5.4.5.3. Caudales máximos instantáneos

Debido a que la información hidrométrica directa de niveles y caudales máximos instantáneos es muy escasa en todo el país y las series con un mínimo de 35 años de datos directos se encuentran solamente en algunas cuencas hidrográficas, se optó por elaborar un estudio de escorrentía máxima, con comparaciones a escala nacional.

Se deben hacer análisis estadísticos de las series de caudales máximos instantáneos anuales mayores de 15 años, disponibles en estaciones hidrométricas, ubicados en las cuencas vecinas.

Para el análisis de frecuencia de caudales máximos se utilizaran principalmente tres funciones de distribución diferentes : Gumbel, Pearson III - Foster, y Log - Pearson III.

Los análisis estadísticos de las series de caudales máximos se complementan con análisis de precipitaciones máximas en 24 horas.

Se deben analizar las frecuencias de las precipitaciones máximas registradas en 24 horas, correspondientes a series con períodos de registro mayores de 15 años, mediante distribuciones del tipo Gumbel y Person III - Foster.

Como complemento y verificación de los análisis estadísticos de las series de caudales y precipitaciones máximos, se

elaboran hidrógrafos unitarios sintéticos, de acuerdo fundamentalmente con los métodos de Snyder y Taylor y Schwartz, de tipo empírico.

Además se estudia la relación entre los caudales máximos instantáneos, calculados, para diferentes proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas recientes y las áreas de las cuencas hidrográficas correspondientes.

Se obtienen regresiones del tipo $Q \text{ máx.} * P \% = f(A)$, versus área de la cuenca. Las relaciones de generalización resultantes permiten estimar el orden de magnitud de los caudales máximos instantáneos anuales de diferentes probabilidades estadísticas, en función del área de la cuenca hidrográfica.

Si es posible calcular el hidrógrafo unitario sintético para la cuenca del río en estudio y efectuar el análisis de precipitación máxima probable con datos de las estaciones cercanas a la cuenca se toma el orden de magnitud obtenido con base en el método de Soil Conservation Service.

5.4.5.4 Estudio de crecidas

El estudio de caudales máximos se realiza con el propósito de disponer de los valores requeridos para el diseño de las obras propuestas en el diseño preliminar, para el río en estudio, que tengan relación con las crecidas o que pudieran ser afectadas por ellas.

El análisis se realiza para diferentes niveles de probabilidad con el fin de ofrecer un panorama amplio para la toma de las decisiones en el diseño preliminar.

Metodología Sugerida

El método del hidrograma triangular del S.C.S. tiene las siguientes bases:

Estimación del tiempo de concentración de la cuenca

Por medio de una fórmula empírica; para esto se escogió la fórmula de Kirpich, que ha sido probada, bajo condiciones similares a la de la cuenca de estudio:

$$T_c = 60X \left[\frac{0,86L^3}{H} \right]^{0.325}$$

En donde:

T_c : Es el tiempo de concentración en minutos

L : Es la longitud del cauce principal en kilómetros

H : Es el desnivel del cauce principal en metros.

Se selecciona el valor de D , que es la duración estimada de la lluvia neta; al dar este paso se debe cumplir la siguiente condición:

$$D < 1/5 T_c.$$

Se elaboran cuadros de análisis de registro de precipitación con duración en minutos.

Se estima el tiempo al pico (T_p), que es el que tarda en presentarse el pico del hidrograma a partir del momento en que se haya iniciado la lluvia; para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$T_p = \frac{D}{2} + 0,6T_c$$

Se calcula el caudal pico del hidrograma unitario triangular, por medio de la siguiente ecuación:

$$T_b = 2,67 T_p$$

$$T_r = T_b - T_p.$$

$$Q_i = \frac{A}{1,8T_b}$$

Q_i = Caudal pico en $m^3 / s / mm$.

A = Área de la cuenca hidrográfica en Km^2

T_b = Tiempo base en horas.

Se determina la precipitación neta correspondiente al tiempo medio de retorno de interés, o correspondiente al criterio de precipitación máxima probable (PMP) según el siguiente procedimiento:

$$X_m = X + X_m$$

En la que:

X_m : Es la precipitación máxima probable (PMP).

K : Es el factor de frecuencia que se obtiene de la curva propuesta por Mejía y Villegas.

X y S_n : Son el promedio y la desviación típica de las máximas precipitaciones de 24 horas de duración, dispuesta en serie anual.

Se elaboran cuadros de valores máximos de precipitación en 24 horas analizando la media y la desviación estándar.

Se debe ajustar la P.M.P. por duración, porque el tiempo de concentración de la cuenca es diferente a 24 horas, y por extensión de la cuenca hidrográfica

Estos ajustes se realizan apoyados por las curvas universales propuestas por la organización meteorológica mundial (OMM) en su publicación WMO-No 332 Ginebra, Suiza, 1973

Cálculo de la precipitación máxima probable neta:

Por el método de las curvas numeradas del S.C.S. se exige en primer lugar, escoger la curva que se va a utilizar. Se debe tener en cuenta el tipo ó tipos de suelos del territorio, su pendiente y su cobertura vegetal.

Se calcula la precipitación máxima, ajustada para las condiciones de la cuenca del río estudiado correspondiente a 100,500,1000 y 10.000 años, como periodo de retorno.

Aplicando la ecuación de Gumbel:

$$-a(X - X_0) - eF(X) = e$$

Se realizan cuadros de precipitación máxima ajustada para diferentes períodos de retorno

5.4.6 Sedimentos

Las mediciones puntuales esporádicas proporcionan información muy reducida. Como base para la estimación de los volúmenes promedios multianuales de sedimentos se utilizan datos directos de la región. Esta información básica es generalmente escasa, no solamente por el número reducido de secciones de medición sino además porque la mayoría de los programas de mediciones son muy recientes. Sin embargo, mediante la relación entre los valores medios anuales de concentraciones o cargas de sedimentos en suspensión y los caudales correspondientes se logran obtener valores aproximados de cargas medias multianuales de sedimentos en suspensión; estos valores se refieren al orden de magnitud esperado del volumen que puede acumularse en períodos mayores de 50 años.

Las transferencias a los sitios sin mediciones se hacen por análisis cualitativos de similitud de factores fisiográficos genéticos del régimen de sedimentos (geomorfología, geología, suelos, cubrimiento vegetal, erosión y pendientes).

Para transformar los valores de carga en volúmenes se consideró un peso por unidad de volumen promedio

aproximado de 1.3. Además como las mediciones de arrastre y de sedimentos de fondo y de saltación no estuvieron disponibles, se puede considerar que los volúmenes de fondo constituyen un 20% adicional de los volúmenes de suspensiones.

5.4.7 Conclusiones

Es necesario evaluar el tipo de estudio hidrológico a realizar dependiendo de la escala del proyecto (Picocentrales, Microcentrales, y Pequeñas centrales Hidroeléctricas) y del tipo de información existente.

Los estudios de hidrología deben permitir disponer de un orden de magnitud para el caudal del 95% del tiempo, caudales mínimos, y caudales de diseño.

Varios métodos, del Soil Conservation Service, de Gumbel y análisis regional, permiten establecer un rango para el caudal máximo que se utiliza el diseño del vertedero.

En la determinación del volumen anual probable de sedimentos se puede utilizar una metodología comparativa de análisis regional.

5.4.8 Bibliografía

- Manual de mini y micro centrales hidráulicas. Guía para desarrollo de proyectos. Intermedite Technology Depeloment Group. 1995. Perú.
- Informe de factibilidad Pequeña Central Hidroeléctrica de Timbiqui Departamento del Cauca. Elaborado por EFEN Ltda para ICEL. 1995
- Informe final de diseño Minicentral de San Lucas Sur de Bolívar Elaborado por el Grupo de Hidroelectricidad del INEA. 1994.

CAPITULO 6. OBRAS HIDRÁULICAS

Introducción

En este capítulo se describen las principales obras hidráulicas de una Central hidroeléctrica y la metodología sugerida para realizar sus diseños.

6.1 Captación

Se denominan obras de toma o de captación a toda estructura hidráulica construida sobre el cauce de un río, con el fin de captar o de derivar el agua necesaria que para los proyectos de PCH será utilizada en la generación de energía; impidiendo que el caudal de diseño sea excedido durante las crecientes y evitando que entren materiales sólidos como ramas o piedras que pueden causar obstrucciones posteriores. Las obras de captación deben ubicarse en un tramo recto, de no ser posible esto, se localizan en la parte exterior de una curva, ya que por allí es donde tiende a irse el agua en las épocas de verano, asegurando así su captación. Además se evita la penetración del material de acarreo, que cuando hay crecientes se deposita en la parte interior de dicha curva. El terreno donde estará la bocatoma, debe ser lo más firme y estable posible, para que la erosión no ponga en peligro de destrucción las obras o se presenten problemas de sedimentación a la entrada de la rejilla. Para evitar esto último es conveniente que en la zona de emplazamiento la pendiente promedio esté entre el 3 y el 15%.

En resumen los parámetros que se tienen en cuenta para ubicar la bocatoma y diseñarla de la mejor forma, son:

- Asegurar la derivación permanente del caudal de diseño.
 - Captar el mínimo de sólidos y disponer de medios apropiados para su evacuación.
 - Proveer de un sistema adecuado que permita el paso de las avenidas, que tienen gran cantidad de sólidos y material flotante.
 - Ubicar la obra en un lugar que presente condiciones favorables desde el punto de vista de funcionamiento hidráulico y de facilidades de construcción.
 - Presentar aguas abajo suficiente capacidad de transporte para evitar la sedimentación.
- Para construir ya sea la bocatoma lateral o la de fondo se debe analizar cualquiera de las siguientes alternativas:
- Tomar el agua directamente del río sin construir presa derivadora, utilizando una curva del río, cuando el caudal y la topografía lo permiten. Esta sería la alternativa más económica y se construye en la PCH de Santa Rosa Bolívar funcionando correctamente.
 - Diseñar y construir presa vertedero tipo Creager es de las más utilizadas en Colombia (Cali 1, Cali 2, Sueva 1, Sueva 2, Gacheta, etc) y tiene la ventaja que la presa y vertedero están en la misma estructura se pueden utilizar los monogramas de Nozaki como prediseño y un ejemplo de

los cálculos se muestran en el acápite 6.1.1.

- diseñar y construir presas de tierra cuando las condiciones topográficas, geológicas y disposición de materiales lo permitan, se muestra un ejemplo en el acápite 6.1.2
- Diseñar y construir presas derivadoras de madera cuando sea posible

6.1.1 Diseño del vertedero creager. (en concreto ciclópeo).

Este tipo de obras se construyen generalmente en ríos de montaña, es decir en aquellos que tienen caudales relativamente pequeños, gradientes relativamente grandes y que corren por valles no muy amplios. Se compone de varios elementos:

- Un dique que cierra el cauce del río y obliga a que toda el agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta entre a la conducción.
- Una reja de entrada que impide que pase hacia la conducción material sólido flotante

demasiado grueso. Para esto el umbral de la reja se pone a cierta altura sobre el fondo de el río y la separación de barrotes normalmente no pasa de 20 Cm.

- Un colchón de aguas al pie del azud. El agua que vierte por el azud en creciente, cae con gran energía que erosiona el cauce y puede socavar las obras causando su destrucción. El colchón sirve para disipar la energía de manera que el agua pase al cauce no revestido, con velocidades suficientemente bajas para no producir erosiones.

6.1.1.1 - Evaluación numérica de la presa

-Altura de diseño:

$$H_d = [Q_d / (1,84 * L)] ^{2/3}$$

H_d = Carga de diseño en función del caudal de operación (caudal medio).

L = longitud del vertedero, en m

- Relación altura total (H), altura de diseño (H_d)

- Profundidad crítica (Y_c) y velocidad crítica (V_c)

$$Y_c = [Q_d / (g * L^2)]^{1/3}$$

$$V_c = [g * Y_c]^{1/2}$$

Velocidad de la lamina de agua en el vertedero (V)

$$V = Q_d / A$$

6.1.1.2- Diseño del perfil Creager

Con base en las normas de la WES (Water Ways Experimental Station del U.S Army Corps of Engineers).

La ecuación de la cresta esta en función de:

K, n : Parámetros que dependen del paramento aguas arriba.

X, Y : Ejes de coordenadas con punto de origen en la cresta

y eje de la cresta.

Para paramento normal al espejo del agua se tiene:

Para el diseño, se analizan los dos radios de convolución.

Con la ecuación para la tabulación Wes se tiene:

$$X^n = K * Y * Hd^{(n-1)}$$

$$Y = [X^n / (K * Hd^{(n-1)})]$$

$$n = 1,85 ; K = 2,00$$

Tabulación Wes :

Para obtener las coordenadas del perfil Creager se hace una tabulación de los valores que adopta X para hallar un valor de Y cercano, por debajo a la unidad.

6.1.1.3 Diseño del pozo de quietamiento

Para que el resalto se forme y no cause erosión aguas abajo, se necesita una longitud que será adoptada para el pozo de quietamiento.

Para obtenerlo, se necesita evaluar los siguientes parámetros:

- Cálculo de la velocidad con que baja la lamina hacia el pozo.

$$V1 = [2 * g * (Z - 0,5 * Hd)]^{1/2}$$

V1 = Velocidad del agua en el pozo, en m/sg

Z = Altura media medida desde el nivel máximo aguas arriba hasta el nivel del pozo de quietamiento. = H + Hd

- Altura de salida en el pie de la presa (Y1)

$$Y1 = Qd / (V1 * B)$$

- Cálculo del número de Froud

$$F = V1 / (g * Y1)^{0,5}$$

- Dimensionamiento del dentellon

$$Vs = V1 / 6$$

$$H = F * Vs * Y1$$

$$Hc = He * Y1 / Z$$

He = Carga de energía total sobre la cresta del vertedero, = Hd (altura de diseño)

- Altura de resalto (Y2)

Es la máxima altura que tendrá la masa de agua sobre el cuerpo disipador.

$$2,667 F [1 + (Hc / Y2)] = [(Y2 / Y1) - (Hc / Y1)]^3$$

Hc = Altura por corrección de energía, = 0,04 m

Y2 = Altura de resalto, en m

Y1 = Altura de salida en el pie de la presa, F = Numero de Froud .

Por medio de iteraciones, se logra obtener el valor de altura de resalto sobre el cuerpo disipador.

- Evaluación de la altura critica final (Y3)

$$Y3 \leq [(2 * Y2 + Hc) / 3]$$

Y2 = Altura de resalto.

Hc = Altura por corrección de energía.

- Longitud del pozo de quietamiento (Lj)

$$Lj = 4 * (Y2 - Y1)$$

Para evitar socavación en la estructura por la filtración de agua bajo el pozo de quietamiento.

- Espesor de la losa del pozo de quietamiento (e)

$$e = 75\% Hc$$

Hc = Altura por corrección de energía.

6.1.1.4 Evaluación de la estabilidad

- Empuje hidrostático (E)

$$E = 0,5 * h^2 * \gamma_w$$

h = Altura total de la lamina de agua, = H + Hd

γ_w = Peso unitario del agua, = 1 T/m³

- Peso propio (P)

Se evalúa el peso propio de la presa seccionándola en figuras geométricas de las cuales se obtiene su área, la cual se multiplica por el peso unitario del material utilizado como mampostería. Obteniendo de esta manera el peso por metro del vertedero.

Para la Evaluación de los momentos ejercidos por las diferentes cargas, se adopta un punto de referencia (A) que está ubicado en el borde inferior de la cara aguas arriba del vertedero.

- Subpresión (S)

$$S = 0,5 * C * b * h * \gamma_w$$

C = Coeficiente de subpresión, basado en el suelo de fundación.

b = Base neta total efectiva,

h = Profundidad de la subpresión,

γ_w = Peso unitario del agua, = 1 T/m³

- Peso de la tierra por encima del plano (T)

$$T = (\gamma_s * D * Ctg A) / 2$$

γ_s = Peso unitario del terreno ,

D = Profundidad del dentellon,

A = Ángulo formado entre el dentellon y el extremo del pozo de quietamiento,

- Fuerzas normales actuantes (N)

$$N = W \cos A + T \cos A + E \sin A - S \cos A$$

Estabilidad al deslizamiento (Kd)

Se determina el factor de estabilidad, el cual debe superar el valor de 1,2.

Estabilidad al volcamiento (Kv)

Se determina el factor de estabilidad el cual debe ser mayor a 2,0

$$Kv = (\text{Momento de las fuerzas que soportan el empuje}) / (\text{Momento de las fuerzas que ayudan al empuje})$$

Estabilidad al esfuerzo soportante del suelo

• Ubicación de la resultante (Ra)

$$Ra = (\text{Momento por peso propio}) / (\text{Peso propio})$$

M = Momento producido por el vertedero + Momento por el pozo de quietamiento

P = Peso por el vertedero + Peso por el pozo de quietamiento

• Excentricidad (e)

$$e = Ra - (\text{Base total} / 2)$$

• Momento debido a la excentricidad (Me)

$$Me = \text{Peso total} * e$$

$$\text{Esfuerzo Máximo} = [(P / (b * h)) + (6 * Me / (b * h^2))]$$

$$\text{Esfuerzo mínimo} = [(P / (b * h)) - (6 * Me / (b * h^2))]$$

6.1.2 Diseño de la presa de tierra

Este tipo de presas es apropiado para localidades donde haya gran disponibilidad de suelo arcilloso o areno-arcilloso, además que el sitio de embalse sea amplio para facilitar la ubicación del vertedero en una de sus márgenes, utilizando un canal de aducción para la construcción de la presa, evitando en lo posible el arrastre de material utilizado en la misma.

El diseño de este tipo de presas se evalúa siguiendo el procedimiento que sugiere el Manual de microcentrales hidroeléctricas del Ministerio de minas y energía del Brasil.

6.1.2.1 Especificaciones de diseño

- **Borde libre y altura de la presa**

Con base en las relaciones hidráulicas utilizadas para el análisis hidrológico, se obtiene una altura de aguas máximas. La cota de la cresta se obtiene con base en el nivel de aguas máximas y se considera un borde libre de 30% de la altura de aguas máximas.

- **Largo de la cresta (a)**

Para presas de tierra, el manual sugiere que se tome un ancho de 3,0 m, lo cual se considera un ancho innecesario en algunos casos cuando solo va a tener un tráfico peatonal.

- **Inclinación de los taludes**

Esta inclinación de los taludes depende del tipo de material empleado en el cuerpo de la presa y de su altura.

Se propone adoptar de acuerdo a la tabla que sugiere el Manual de microcentrales hidroeléctricas del Ministerio de minas y energía del Brasil.

A.A: Talud aguas arriba

a.a : Talud aguas abajo

La trinchera se llenara de material impermeable compactado

- **Protección de los taludes (A.A ; a.a)**

Para evitar la erosión de los taludes por causa del agua represada, de la lluvia, y demás factores climáticos, se deberán proteger con materiales poco erosivos sin causar alteración en la estructura propia de la presa.

- En el talud (A.A) se deberá colocar un espesor mayor o igual a 30 Cm de enrocado fino, con el objeto de evitar socavación por el agua represada.

Este enrocado deberá ser de un diámetro entre (75 mm a 200 mm) colocado en capas de tal manera que los diámetros mayores queden en la parte externa del talud.

- En el talud (a.a), se deberá colocar cuatro (4) capas de material:

Hasta una altura de ($h/3$) = 1 m de la base del talud, se colocarán las siguientes capas de material sobre el talud:

Capa de arena : 15 Cm

Capa de grava (diámetro = 2 pulg) : 20 Cm

Sobre estas dos capas de material, se colocará una capa de roca de tamaño mayor a 10 pulg (250 mm) de un espesor de hasta 40 Cm.

Para la protección del resto del talud se sembrará vegetación predominante en la zona, que de esta manera reducirá el impacto ambiental y ayudará a compactar y proteger de las acciones climatológicas

- **Cuerpo de la presa**

El material de la presa se colocará y compactará con tractor o motoniveladora o en caso extremo, se colocara y extenderá manual mente.

Se humedecerá y compactará de tal modo que alcance un aspecto plástico. No se utilizara material muy seco o con aspecto pulverulento.

El material se compactará en capas de máximo 20 Cm de

<i>MATERIAL CUERPO DE LA PRESA</i>	<i>TALUD</i>	<i>INCLINACIÓN TALUD HORIZ : VERT</i>
SUELO ARCILLOSO	A.A	2,00 : 1
	a.a	1,75 : 1
ARENO ARCILLOSO	A.A	2,25 : 1
	a.a	2,00 : 1

- **Largo de la base (b)**

Para la obtención de la base se adopta la siguiente ecuación la cual involucra todos los parámetros hasta ahora obtenidos:
 $b = a + (A.A + a.a) * h$

- **Diseño de trinchera de filtración**

Para reducir la filtración, asumiendo que el suelo de fundación es permeable, puede ser necesario aumentar el ancho de la base. Pero si el material de fundación es mas permeable que el material del cuerpo de la presa, será necesario la construcción de una trinchera ubicada en el centro del cimiento.

espesor y puede utilizar un compactador de 4 Ton, otorgando entre 6 a 10 pasadas sobre cada capa.

En caso de no existir un compactador, se utilizará los camiones o volquetas cargadas con el mismo materia, circulando en sentido perpendicular a la dirección del río con la misma intensidad de pasadas (6 a 10 veces) sobre la misma área.

6.1.2.2 Diseño del canal y solera afogadora

- **Canal de derivación**

Debido a que la presa de tierra no puede sufrir rebosamiento, se debe disponer de suficiente capacidad en el vertedero de demasías y obras de toma.

La amplitud del vertedero de demasías es de vital importancia en las presas de tierra que tienen el riesgo de ser destruidas si son rebasadas. Además de tener suficiente capacidad, el vertedero debe ser hidráulica y estructuralmente adecuado y debe estar localizado de manera que las descargas del vertedero no erosionen ni socaven el talón de aguas abajo de la presa.

La superficie que conforma el canal de descarga debe ser resistente a las velocidades erosivas creadas por la caída desde la superficie del vaso a la del agua de descarga.

Para el diseño del canal y Vertedero, se tendrá en cuenta:

- Descarga máxima prevista
- Fijar como cota de fondo del canal el nivel de aguas normal de la corriente
- Fijar una estabilidad de los taludes que garanticen la estabilidad de los mismos
- Fijar una lamina máxima en el canal de 1 m inicialmente.
- Fijar una velocidad máxima admisible en el canal para un escurrimiento con un tirante de referencia 1m y con las características del material.
- Determinar el ancho necesario en el canal a partir de la descarga máxima prevista, la velocidad máxima admisible, etc.

$$b = [Q_m / (V_m * h_m)] - m * h_m$$

b = Ancho del canal de descarga, en m

- **Solera afogadora de entrega de caudal al río aguas abajo**

Esta solera es una estructura hidráulica que reduce energía al caudal que viaja por el canal para entregarlo nuevamente al río sin que produzca socavación en el talud de la presa aguas abajo.

$$h_{sol} = [Q_m / (1,7 * b)]^{2/3}$$

h_{sol} = Altura de la lamina de agua sobre la solera, en m

- **Peso del cuerpo (P_c)**

P_c = Áreas de los cuerpos * γ_s

- **Peso del suelo (P_s)**

P_s = Áreas bajo los cuerpos * γ_s

γ_s = Peso unitario del suelo, se puede adoptar 1,8 T/m³

- **Coefficiente de presión activa del terreno (K_a)**

$K_a = [\text{Tang} (45^\circ - \phi / 2)]^2$; ϕ = Ángulo de fricción del suelo.

- **Esfuerzo horizontal del suelo (P_a)**

$P_a = \frac{1}{2} \gamma_s * H^2 * K_a$

γ_s = Peso unitario del suelo, se puede adoptar 1,8 T/m³

6.1.3 Diseño de la presa en madera

Una presa en madera consiste de una estructura aliviada, que debe absorber el peso del agua sobre un paramento inclinado, conformado por vigas de madera que transmiten

los esfuerzos a la fundación a través de los contrafuertes de concreto ciclópeo o reforzado.

Las vigas de madera son colocadas horizontalmente entre los contrafuertes en ranuras existentes en las caras laterales de los contrafuertes. Posee un trecho central el cual será utilizado como vertedero, generalmente coincide con la parte central del lecho del río, destinado a permitir el paso de aguas excedentes de toma.

Este tipo de presas es recomendable para anchos relativamente pequeños y alturas que no superen los 3 m. y en donde las condiciones ambientales permitan la adquisición de madera resistente a los efectos del clima y presión del agua a embalsar.

6.1.4 Caudal de diseño

Este caudal sirve para alimentar la turbina y generar así la demanda de energía solicitada, además dicho caudal se utiliza para determinar la capacidad y el diseño de las diferentes obras que componen el proyecto (Bocatoma, desarenador, tanque de carga y tuberías de conducción y de carga).

El caudal de diseño se calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$Q_d = P / (8 * g * H)$$

Q_d = Caudal de diseño, en m³/seg.

P = Demanda total, en Kw.

g = Peso específico del agua, en t/m³.

h = Caída bruta, está dada por la diferencia de alturas entre el tanque de carga y la casa de máquinas, en m.

H = Caída neta, está dada por la caída bruta menos las pérdidas.

6.1.4.1 Bocatoma

6.1.4.1.1 Diseño de la Rejilla. En el diseño de la rejilla se tiene en cuenta inicialmente la fórmula del vertedero:

$$Q = C * L * H^{3/2}$$

De dicha fórmula se despeja H , para determinar la altura mínima de agua que debe viajar al comienzo de la rejilla y así captar el caudal de diseño.

$$H = (Q / (C * L))^{2/3}$$

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

H = Altura mínima de la lámina de agua, en m.

C = Coeficiente de descarga del vertedero de Francis.

L = Longitud del vertedero, en m.

Se halla la velocidad con que viaja la lámina de agua con la relación:

$$V = Q / A = Q / (H * L)$$

Luego se calcula la distancia horizontal que alcanza el filete superior del agua al caer, ésta distancia será la que determine el ancho de la rejilla (b), y se obtiene de:

$$b = 0,36 * V^{2/3} + 0,60 * H^{4/7}$$

De la fórmula del paso del agua por un orificio:

$$Q = C * A_n * (2 * g * h)^{1/2}$$

Se despeja el área neta (A_n), que corresponde al espacio

real por donde se introducirá el caudal de diseño.

$$A_n = Q / (C * (2 * g * h)^{1/2})$$

A_n = Área neta, en m^2 .

Q = Caudal de diseño, en m^3/seg .

C = Coeficiente de contracción (varía entre 0,60 y 0,63).

g = Gravedad, en m/seg^2 .

h = Pérdida de carga del agua al pasar por un orificio, en m.

La eficiencia de rejilla viene dada por la relación entre el área neta (por donde se introduce el agua), y el área total de la rejilla (la cual incluye el espacio ocupado por las barras).

$$E = A_n / A_t = s / (s + d)$$

E = Eficiencia de la rejilla.

A_n = Área neta, en m^2 .

A_t = Área total, en m^2 .

s = Separación entre barras, en m.

d = Diámetro de las barras, en m.

Luego con el área total y el ancho b de la rejilla, se determina la longitud (L) de ésta:

$$L = A_t / b$$

6.1.4.2 Diseño del canal de aducción.

Una vez el agua atraviesa la rejilla, cae en un canal el cual tiene una pequeña pendiente. Para determinar que tan profundo debe estar este canal con respecto a la rejilla y evitar así que esta se cólmate o se «ahogue», se determina la altura de agua al final y al inicio de dicho canal.

$$H_c = (Q^2 / (g * b^2))^{1/3}$$

H_c = Altura de la lámina de agua al final del canal de aducción, en m.

Q = Caudal de diseño, en m^3/seg .

g = Gravedad, en m/seg^2 .

b = Ancho de la rejilla, en m.

$$H_o = (((H_c - (i * 1/3))^2 + 2 * H_c^2)^{1/2}) - ((2 * i * 1/3))$$

H_o = Altura de lámina de agua al inicio del canal de aducción, en m.

i = Pendiente del canal.

L = Longitud total del canal, está dado por: la longitud de la rejilla mas el ancho del muro de la cámara de recolección de agua y se expresa en m.

Luego, con la fórmula del filete superior de agua que sale del canal y entra a la cámara de retención, se calcula el ancho aproximado de dicha cámara; pero primero se calcula la velocidad de la lámina de agua a la salida del canal.

$$V = Q / A \gg Q / (H_c * b)$$

6.2 Determinación del diámetro de la tubería entre la bocatoma y el desarenador

Para la determinación del diámetro de la tubería se utiliza la fórmula de Manning:

$$D = ((10,08 * Q * n) / (p * S^{1/2}))^{3/8}$$

D = Diámetro de la tubería, en m.

Q = Caudal de diseño, en m^3/seg .

n = Coeficiente de rugosidad del material de la tubería.

S = Pendiente de la tubería.

Después se calcula la velocidad a tubo lleno (V), por Manning:

$$V = ((D/4)^{2/3} * S^{1/2}) / n$$

Por lo tanto el Caudal a tubo lleno (Q), es:

$$Q = A * V = p * D^2 * V / 4$$

Cuando la tubería trabaja parcialmente llena, es necesario hallar las siguientes relaciones:

$$q/Q; d/D; v/V$$

q, d, v = Parámetros de la tubería parcialmente llena.

Q, D, V = Parámetros a tubo lleno.

Para que dicha tubería funcione hidráulicamente se determina la altura de agua necesaria (h), que se debe dejar en la cámara de recolección (Bocatoma), y está dada por la siguiente fórmula:

$$h = (1,5 * v^2) / (2 * g)$$

h = Altura de agua, en m.

v = Velocidad de la tubería parcialmente llena, en m/seg .

g = Gravedad, en m/seg^2 .

6.3 Desarenador

Cualquier tipo de toma siempre deja penetrar algunas cantidades de material sólido, que producen grandes perjuicios pues se van sedimentando en el fondo de la tubería de conducción y con el tiempo van reduciendo su capacidad, además parte de este caudal sólido podría llegar hasta las turbinas desgastándolas. Todo esto se evita construyendo los desarenadores, en los que se deposita el material fino debido a una reducción en la velocidad del agua.

Cuando la conducción del agua captada se hace mediante tubería, el desarenador se debe proyectar lo más cerca posible a la obra de toma, en este caso la tubería que comunica la bocatoma y el desarenador debe tener una pendiente uniforme y la velocidad del agua debe de ser del orden de 1,10 m/seg , para lograr el arrastre del material que haya penetrado.

El principio de funcionamiento del desarenador consiste en reducir la corriente de agua a una velocidad pequeña y distribuida lo más uniformemente posible a lo largo de la sección de la cámara. Se debe cumplir que el tiempo de transcurso del agua no debe ser menor, que el tiempo que la materia en suspensión necesita para depositarse. La velocidad de entrada al tanque desarenador no es muy baja, lo que ocasiona que el agua entre con cierta turbulencia, por lo tanto es indispensable diseñar una zona de transición o cámara de aquietamiento a la entrada del tanque sedimentador. También se construye una pantalla deflectora la cual hace que el flujo se convierta en flujo laminar.

6.3.1 Determinación del grano límite

Se fija un grano límite de la materia en suspensión por determinación del diámetro que precisamente debe depositarse, se adopta:

-Para plantas de baja presión:

Diámetro límite 0,2 a 0,5 mm.

-Plantas de media presión: Diámetro límite 0,1 a 0,2 mm.

-Plantas de alta presión: Diámetro límite 0,01 a 0,09 mm.

Para determinar el tipo de Central Hidroeléctrica, se aplica la siguiente fórmula:

$$x = (h/3\sqrt{Q})$$

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

h = Altura de caída bruta, en m.

Si $x > 100$, es una central de alta presión.

Si $x < 10$, se considera de baja.

Si $10 < x < 100$, se considera de media presión.

6.3.2 Dimensionamiento del desarenador

Para el dimensionamiento del desarenador se aplica la ley Stokes:

$$V_s = (g \cdot (S_s - 1) \cdot d^2) / (18 \cdot \nu_i)$$

V_s = Velocidad de sedimentación, en cm/seg.

g = gravedad en cm/seg².

$S_s - 1$ = Peso específico de la arena, en gr/cm³.

d = Diámetro límite de la partícula, en cm.

ν_i = Viscosidad cinemática del agua, en función de la temperatura de la misma, en cm²/seg.

Para aplicar la ley de Stokes se deben cumplir con las siguientes condiciones:

-Velocidad horizontal (V_h) < 20 V_s .

-Velocidad de resuspensión (V_r)/3 > V_h .

La velocidad de resuspensión es igual a:

$$V_r = ((8 \cdot g \cdot k \cdot (S_s - 1) \cdot d) / f) \exp 1/2$$

El tiempo que tarda la partícula en sedimentarse es igual a:

$$t = H \cdot V_s$$

t = tiempo de sedimentación, en min.

H = Altura del sedimentador, se adopta.

V_s = Velocidad de sedimentación.

La relación del tiempo real de sedimentación (a) sobre el tiempo ideal de sedimentación (t), es igual a:

a/t = 1,66; (Se puede adoptar una remoción del 75 %, que corresponde a un depósito con buenos deflectores), y se despeja (a).

La capacidad del sedimentador está dada por la siguiente fórmula:

$$C = a \cdot Q$$

C = Capacidad o volumen del desarenador, en m³.

a = Tiempo ideal de sedimentación, en seg. igual a 279,67 seg.

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

El área del sedimentador es igual a dividir la capacidad sobre la altura adoptada del mismo.

Se debe conservar una relación de $L = 4 \cdot b$, entonces:

$$A = L \cdot b = 4 \cdot b^2$$

La verificación de las condiciones para aplicar la ley de

Stokes,

es la siguiente:

$$20 V_s > V_h$$

$$V_r/3 > V_h$$

6.3.3 Cámara de aquietamiento

Para su cálculo se determinan las pérdidas por ensanchamiento:

$$h_1 = (0,8 \cdot (V_1^2 - V_2^2)) / 2 \cdot g$$

donde:

h_1 = Pérdida por ensanchamiento, en m.

V_1 = Velocidad de salida de bocatoma y entrada al desarenador.

V_2 = Velocidad en la cámara de aquietamiento, igual a dividir el caudal de diseño sobre el área de sección transversal de la cámara.

La pérdida de carga de la caída de la cámara de aquietamiento al tanque (h_2), es igual a:

$$h_2 = (0,8 \cdot (V_2^2 - V_3^2)) / 2 \cdot g$$

V_3 = Velocidad de entrada al tanque, es igual a la velocidad horizontal (V_h).

6.3.4 Pantalla de deflexión

La pantalla deflectora se debe diseñar para que la velocidad de paso por un orificio no exceda a 0,20 m/seg.

Se adopta el número de orificios y el diámetro en pulgadas de los orificios, luego se aplica la fórmula:

$$A = NO \cdot a$$

A = Área total de orificios, en m².

NO = Número de orificios.

a = Área de un orificio, en m².

La velocidad de paso (V_p), es igual a dividir el caudal de diseño sobre el área total de los orificios y se expresa en m/seg. Se debe comprobar:

$$V_p < 0,20 \text{ m/seg}$$

Las pérdidas, por el paso del agua a través de la pantalla deflectora son las mismas que las pérdidas por el paso de agua por un orificio.

$$h = Q^2 / (C^2 \cdot A^2 \cdot 2 \cdot g)$$

h = Pérdida por el paso del agua a través de un orificio, en m.

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

C = Coeficiente del orificio, igual a 0,61.

g = Gravedad, en m/seg², igual a 9,81.

A = Área total de orificios, en m².

Con estos resultados se determina h_3

6.3.5 Dispositivo de salida

Este dispositivo se debe diseñar de tal forma que la tubería trabaje a tubo lleno. Para tal fin se aplica la fórmula del vertedero:

$$H = (Q/C \cdot L)^{2/3}$$

H = Altura de la lámina de agua en el vertedero, en m.

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

C = Coeficiente de descarga, igual a 1,84.

L = Ancho del desarenador, en m.

Donde se obtiene H.

El ancho del vertedero está dado por:

$$b = 0,36 V^{2/3} + 0,60 H^{4/7}$$

b = Ancho del vertedero, en m.

V = Velocidad de la lámina de agua, en m/seg., se calcula de dividir el caudal de diseño entre el área de la lámina de agua. H = Altura de la lámina de agua, en m.

6.3.6 Vertedero de excesos

Por la fórmula del vertedero:

$$H = (Q/(C*L))^{2/3}$$

Q = Caudal a tubo lleno menos caudal tubo parcialmente lleno, en m³/seg.

6.4 Conducción

6.4.1 Criterios de selección del tipo de conducción

De acuerdo a las características topográficas de la zona entre el desarenador y el tanque de carga, se observan las pendientes transversales, verificando condiciones de estabilidad, si hay pendientes grandes produciría rodamiento de material suelto que golpearía la tubería o canal deteriorándolos, otros parámetros que se debe analizar es la facilidad o dificultad de transporte y el costo que es fundamental para definir si en la conducción se utiliza canal o tubería.

6.4.2 Diseño hidráulico del canal.

Si se escoge para la conducción un canal, se estudiará el tipo de terreno con el fin de escoger el tipo de revestimiento del canal ya que se puede analizar, canal natural.

6.4.3 Diseño hidráulico de la tubería

Para determinar el diámetro de la tubería de conducción se aplica la fórmula de Hazen Williams:

$$D = (Q/(0,28*C*j^{0,54}))^{1/2,63} ; j=H/L$$

D = Diámetro de la tubería, en m.

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

C = Coeficiente de flujo del material de la tubería.

j = Pérdida de carga en la línea de conducción, en m/m.

H = Diferencia de cotas entre el desarenador y el tanque de carga, en m.

L = Longitud de la tubería, incrementada en un 10% para asumir las pérdidas presentadas a lo largo de la misma, en m.

Para no tener que colocar toda la tubería del mismo diámetro lo cual resulta muy costoso, se diseña un tramo de tubería de mayor DIÁMETRO y otro de un poco menor; además con esta combinación de diámetros se logra consumir la cabeza disponible, para ello se utiliza las siguientes

relaciones:

$$H = j_1*L_1 + j_2*L_2 ; L_2 = (H-j_1*L)/(j_2-j_1)$$

j₁ = Pérdida de carga de la tubería de menor diámetro en m/m.

j₂ = Pérdida de carga de la tubería de mayor diámetro, en m/m.

L₁ = Longitud incrementada de la tubería de menor diámetro, en m.

L₂ = Longitud incrementada de la tubería de mayor diámetro, en m.

Se calculan las velocidades del agua en los diferentes diámetros a tubo lleno, mediante la relación:

$$V = (4*Q)/(p*D^2)$$

Luego se determina la altura de lámina de agua en el desarenador, por encima de la cota clave de la tubería de salida, para que esta funcione hidráulicamente y trabaje a tubo lleno.

$$h = (1,5*V^2)/(2*g)$$

h = Altura de la lámina de agua en el desarenador, por encima de la cota clave de la tubería de salida en m.

V = Velocidad del agua en la tubería de la tubería de menor diámetro de la conducción a tubo lleno, en m/seg.

g = Gravedad, en m/seg².

6.4.4 Obtención de la línea piezométrica

Para determinar la línea piezométrica es necesario conocer todas las pérdidas que se presentan a lo largo de la tubería. La caída de la línea piezométrica (C_p), es igual a:

$$C_{p1} = j_1*L_1 ; C_{p2} = j_2*L_2$$

$$C_{pTOTAL} = C_{p1} + C_{p2}$$

Cotas que se deben tener en cuenta de la línea piezométrica.

Cota salida desarenador

Cota sitio ampliación de la conducción si la hay.

Cota llegada tanque carga.

Una vez determinada a línea piezométrica, se ubica la tubería de conducción por debajo de dicha línea, para asegurar su funcionamiento hidráulico.

6.5 Tanque de carga

Las principales funciones del tanque de carga o presión son:

-Permitir la conexión entre el sistema de conducción y la tubería de presión.

-Producir la sedimentación y eliminación de materiales sólidos que vienen por la tubería de conducción.

-Impedir la entrada a la tubería de presión de materiales sólidos, de arrastre y flotantes.

-Desalojar el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.

-Crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas, durante los aumentos bruscos de demanda.

-Mantener sobre la tubería de carga una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire a la misma.

6.5.1 Capacidad del tanque de carga

Para determinar la capacidad del tanque de carga se emplea la siguiente fórmula:

$$V = (0,693 * A * V_0^2) / (i * g)$$

V = Volumen teórico del tanque de carga, en m³.

A = Área de la tubería de conducción, m².

V₀ = Velocidad en la tubería de llegada, en m/seg.

i = Pendiente de la tubería de llegada al tanque.

g = gravedad en m/seg².

6.5.2 Diámetro más económico

El diámetro de las tuberías forzadas puede ser constante o decreciente, de arriba a abajo.

La determinación del diámetro de la tubería es un problema económico que depende de dos valores: velocidad del agua y pérdida de carga. El diámetro de máxima conveniencia de una conducción forzada, es el que hace mínima la suma de la anualidad que comprende el interés del capital necesario a la adquisición de la tubería y a su amortización, y el valor de la energía equivalente a las pérdidas de carga que se producen en la tubería. Mientras mayor es el diámetro, menores son las pérdidas hidráulicas en la tubería y mayor es la potencia que se puede obtener del salto.

Una manera más práctica de calcular el diámetro económico es aplicar la siguiente fórmula:

$$D = (0,0052 * Q^3)^{1/7}$$

D = Diámetro más económico, en m.

Q = Caudal de diseño, en m³/seg.

La velocidad de la tubería de carga se toma inicialmente, a la salida del tanque de carga trabajando a tubo lleno con el diámetro antes mencionado.

6.5.3 Altura mínima sobre la tubería de presión

El costo de la estructura del tanque de presión se incrementa con el aumento de la profundidad a la que está colocada la salida de la tubería de presión, por esta razón para una máxima economía, la tubería debe estar lo más alta posible; pero por otro lado, esta situación es un poco peligrosa debido a que se pueden formar remolinos que permiten la entrada de aire a la tubería, ocasionando problemas en la misma y afectando la eficiencia de las turbinas. El problema entonces consiste en establecer que altura bajo el nivel del agua, debe quedar la tubería, considerando el aspecto económico y evitando la zona en que se producen remolinos, para lograr una buena eficiencia hidráulica.

La mínima altura de agua sobre la tubería de presión se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$h_{min} = 0,543 * V * D^{1/2}$$

h_{min} = Altura mínima de agua sobre la tubería de presión, en m.

V = Velocidad de la tubería de presión, en m/seg.

D = Diámetro de la tubería de presión, en m.

La altura efectiva de agua en el tanque de carga (H_e), se

halla de la suma de la altura mínima de agua sobre la tubería de presión (h_{min}.) Y el diámetro de la tubería de presión.

6.5.4 Dimensionamiento del tanque de carga

Las dimensiones del tanque de carga se pueden calcular de la siguiente fórmula:

$$V = b * h * L$$

V = Volumen real del tanque, en m³.

b = Base del tanque, en m.

h = Altura efectiva de agua dentro del tanque, en m.

L = Longitud del tanque, en m.

6.5.5 Diseño del vertedero

Asumiendo que la tubería de llegada al tanque de carga, en algún momento traiga un caudal mayor al que se está utilizando en la generación de energía, o dado el caso que se cierre la válvula de la turbina; es necesario evacuar el agua mediante un vertedero de excesos que debe ser diseñado para el caso más crítico.

De la fórmula del vertedero se tiene:

$$H = (Q / (C * L))^{2/3}$$

Q = Caudal de exceso, en m³/seg.

C = Coeficiente de descarga del vertedero de Francis = 1.84

L = Longitud del vertedero, en m.

Se calcula la velocidad de la lámina de agua:

$$V = Q / (L * H)$$

6.6. Tubería de carga

La tubería de carga es la que transporta el agua desde el tanque de carga hasta las turbinas, el diámetro a emplear es el diámetro económico, para determinar el material de la tubería de carga se tienen en cuenta los mismos criterios de selección que para la tubería de conducción.

6.6.1 Diseño hidráulico

Para el diseño hidráulico de la tubería de carga se deben tener en cuenta los siguientes datos:

Caudal de diseño

caída bruta (H_r) = Cota lámina de agua en el tanque de carga menos Cota eje de la turbina.

Longitud de la tubería (L)

Material de la tubería

Diámetro de tubería (D)

Velocidad a tubo lleno (V₀)

Velocidad máxima (V) = está en función del gradiente hidráulico (i) y este es igual a L/H_r. Por estar en función del gradiente, esta velocidad permite determinar las pérdidas máximas que se presentan a lo largo de la tubería de carga. La caída neta (H), se determina aplicando la siguiente expresión:

$$H = H_r - h_t$$

h_t = Pérdidas que se presentan a lo largo de la tubería de

carga y se calculan a continuación:

Pérdida en la rejilla:

$$hR = E_r \cdot V_0^2 / 2g ; E_r = B \cdot (d/a)^4 / 3 \cdot \text{Sen } A$$

hR = Pérdida de carga en la rejilla, en m.

E_r = Coeficiente de pérdida.

V_0 = Velocidad de entrada a la rejilla, en m/seg.

g = Gravedad, en m/seg².

B = Coeficiente de forma de las barras.

A = Ángulo de inclinación de la rejilla con la horizontal.

d = Diámetro de la barra, en mm.

a = Espacio entre barras, en mm.

Pérdida de carga entrada del tubo:

$$H_e = E_e \cdot V^2 / 2g$$

H_e = Pérdida a la entrada del tubo, en m.

E_e = Coeficiente de pérdida que depende de la forma de la entrada.

V = Velocidad máxima, en m/seg.

Pérdida de carga en los codos:

$$H_k = E_k \cdot V^2 / 2g$$

H_k = Pérdida de carga en los codos, en m.

E_k = Coeficiente de pérdida.

Pérdidas por fricción en la tubería:

$$H_f = E_f \cdot (L \cdot V^2) / (D \cdot 2g) ; E_f = 0,01 \cdot (K/D) \cdot 0,134$$

Pérdida por dispositivos de cierre:

$$H_v = E_v \cdot V^2 / 2g$$

H_v = Pérdidas por dispositivos de cierre, en m.

E_v = Coeficiente de pérdida, depende del tipo de válvula.

La pérdida total (h_t) a lo largo de la tubería, está dada por la sumatoria de las pérdidas halladas anteriormente.

6.6.2 Diseño estructural estático

6.6.2.1 Dimensionamiento de la Pared del Tubo.

Para dimensionar el espesor de la tubería de carga, es necesario conocer el incremento de presión que se registra en el momento de cierre de la válvula cercana a la turbina. En ese instante es cuando la presión alcanza su valor máximo al costado de dicha válvula.

Para ello se utiliza la siguiente relación:

$$H_x = H_r + h_{max.}$$

H_x = Presión máxima en la tubería de carga, en m.

H_r = Caída bruta, en m.

$h_{max.}$ = Altura de presión dinámica causada por el cierre de la turbina, en m.

H_r (m)	$h_{max.}$ (m)
< 50	25,00
< 100	35,00

Respetando estos límites se logra un dimensionamiento económico del espesor de la pared de la tubería de presión. La altura de presión dinámica $h_{max.}$ depende del tiempo de cierre de la válvula:

$$h_{max.} = 0,2 \cdot V \cdot L / T_s \text{ despejando: } T_s = 0,2 \cdot V \cdot L / h_{max.}$$

T_s = Lapso de cierre de la válvula, en seg.

V = Velocidad dentro del tubo, en m/seg.

L = Longitud del tubo de presión, en m.

El espesor del tubo se determina con la siguiente relación:

$$t = (0,005 \cdot H_x \cdot d / T_{aa}) + 1,5$$

t = Espesor del tubo, en mm.

H_x = Presión máxima, en m.

d = Diámetro del tubo, en mm.

T_{aa} = Tensión admisible del material del tubo, en N/mm².

1,5 = Sobremedida para aumentar la seguridad considerando la corrosión del material del tubo.

El espesor mínimo aconsejable para diámetros menores a 500 mm, debe ser de 5,00 mm. En Colombia comercialmente se consigue tubería de espesor igual a 6,35 mm, por lo tanto se puede adoptar este valor para el diseño.

6.6.2.2 Dimensionamiento del Conducto por Flexión.

Aparte del dimensionamiento del espesor de la tubería para absorber las tensiones anulares, también es necesario determinar las tensiones longitudinales provocadas por la flexión. Para ello se considera que la tubería se comporta como una viga colocada sobre dos apoyos; el momento flector máximo se obtiene así:

$$M = (1/12) \cdot (G_o + G_w) \cdot b^2 \cdot \cos B$$

M = Momento flector máximo, en KN-m.

G_o = Peso propio del tramo del tubo, en KN/m.

G_w = Peso del agua por tramo del tubo, en KN/m.

b = Distancia entre apoyos, en m.

B = Ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal, en grados.

El peso propio del tubo (G_o) en acero se obtiene:

$$G_o = 0,25 \cdot d \cdot t$$

d = Diámetro del tubo, en m.

t = Espesor del tubo, en mm.

El peso del agua (G_w) es:

$$G_w = \rho \cdot d^2 \cdot g_w / 4$$

g_w = Peso específico del agua, en KN/m³.

Luego, se determina el momento de resistencia del tubo (W).

$$W = t \cdot d^2 \cdot p / 4$$

W = Momento resistente del tubo, en KN-m.

t = Espesor de la tubería, en cm.

d = Diámetro de la tubería, en cm.

Por lo tanto, la máxima tensión longitudinal del tubo (E_{ac}), es la siguiente:

$E_{ac} = (M/W) \cdot 100$ que debe ser < Tensión máxima admisible del material, en caso del acero (14 KN/cm²).

por recomendaciones del fabricante en tuberías de acero, esta se debe apoyar en los puntos de soldadura ya que estos son los más débiles del tramo. De esta forma se aprovecha al máximo la tubería y se asegura un buen diseño a flexión.

6.7. Anclajes y apoyos simples

Una tubería forzada que conduce agua a presión, desde la captación hasta la casa de máquinas, necesariamente debe apoyarse sobre bloques de concreto. Se suelen utilizar dos tipos de apoyos:

Bloques de apoyo en los cuales la tubería se apoya simplemente (Apoyos simples), Permitiendo el

deslizamiento sobre él.

Bloques de anclaje que tienen como función absorber los esfuerzos que se desarrollan en la tubería, siendo utilizados en tramos rectos largos y en cambios de dirección.

6.7.1 Análisis estructural de los anclajes

Los apoyos fijos o anclajes del conducto, sirven como estructuras de empotramiento (En lugares con cambio de pendiente) para la tubería, y de acuerdo con la dirección de la misma se presentan como saltantes hacia afuera o saltantes hacia adentro.

En apoyos saltantes hacia adentro, los esfuerzos debidos a la acción de la escorrentía actúan contra el terreno y es por eso que tienen una influencia favorable para la estabilidad de estos soportes fijos; adicionalmente la resistencia a la compresión del suelo debe ser alta para soportarlos.

En apoyos saltantes hacia afuera, los esfuerzos actúan en el

otro sentido, es decir tratan de levantar el anclaje y toman en función del ángulo quebrado alcanzando magnitudes considerables; por eso la estabilidad de estos apoyos tiene que ser asegurada mediante una mayor masa de concreto. Encima del tubo habrá que colocar una armadura en caso de que existan grandes esfuerzos, evitando así el desprendimiento del concreto en la superficie y logrando que el acero absorba los esfuerzos. Los métodos para calcular estos tipos de apoyo se pueden consultar en esta misma tesis en el informe extenso que reposa en el INEA.

6.8 Casa de máquinas

La casa de máquinas en una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH), comprende básicamente una turbina, generador y tablero de controles. Dada las características de estos proyectos, sus diseños se pueden consultar en guía de diseño de PCH como la de Brasil y Perú.

CAPITULO 7. TURBINAS HIDRÁULICAS

En el proceso de transformación de la energía de un fluido en energía mecánica o viceversa, se emplean diferentes tipos de máquinas, que pueden clasificarse del siguiente modo:

- a) Máquinas gravimétricas
- b) Máquinas hidrostáticas o de desplazamiento
- c) máquinas rotodinámicas o turbomáquinas

Las máquinas gravimétricas utilizan la variación de la energía del fluido y a ellas pertenecen por ejemplo las ruedas hidráulicas.

Las máquinas hidrostáticas, también llamadas de desplazamiento positivo o volumétricas, aprovechan fundamentalmente las variaciones de la energía de presión del fluido. Se construyen en dos variantes: reciprocantes y rotativas. A este tipo pertenecen por ejemplo las máquinas de vapor, los motores de combustión interna de ciclo Otto y Diesel, las bombas de émbolo, las bombas de engranajes, etc.

A diferencia de los dos grupos anteriores las máquinas rotodinámicas o turbomáquinas aprovechan las variaciones de la energía cinética que el fluido experimenta a su paso por la máquina.

De acuerdo a lo anterior, una turbina hidráulica viene a ser una turbomáquina hidráulica, en la cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de alabes rotativos. En este sistema, denominado de rodete, puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua o, en otros casos, una desviación y una aceleración de este flujo.

7.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar según diferentes criterios:

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

- a) Turbinas de acción o impulso, cuando la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete.
- b) Turbinas de reacción, cuando la presión estática disminuye entre la entrada y la salida del rodete.

7.1.2 Según la dirección del flujo a través del rodete

- a) Turbinas de flujo tangencial
- b) Turbinas de flujo radial
- c) Turbinas de flujo semi-axial
- d) Turbinas de flujo axial

7.1.3 Según el grado de admisión del rodete

Considerando la alternativa de que los alabes del rodete estén sometidos parcial o simultáneamente a la acción del flujo de agua:

- a) Turbinas de admisión parcial
- b) Turbinas de admisión total

7.1.4 Tipos de turbinas hidráulicas

Como se señaló anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

A estos dos grupos corresponden las turbinas modernas que hoy en día se emplean en las centrales hidráulicas, sean estas pequeñas o grandes.

7.1.4.1 Turbinas de acción

- a) Turbinas Pelton de uno o más inyectores
- b) Turbinas Turgo
- c) Turbinas Michell-Banki

7.1.4.2 Turbinas de reacción

- a) Bomba rotodinámica operando como turbina
- b) Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal, rápida.
- c) Turbina Deriaz
- d) Turbinas Kaplan y de Hélice
- e) Turbinas axiales en sus variantes: Tubular, Bulbo y de Generador periférico.

La tabla 7.1 resume las características de las turbinas anteriormente mencionadas.

Turbinas Peltón:

Inventada por lester A. Pelton (EEUU 1829-1908), puede definirse como una turbina de acción de flujo tangencial, que se acomoda a la utilización de saltos de agua con mucho desnivel y caudales relativamente pequeños, y también en el caso de descargas parciales reducidas. ver (fig 7.1).

en la (fig 7.1). se puede observar una rueda Peltón con regulación manual, en su forma más característica de construcción que puede servir como modelo; correspondiendo al poco caudal, se proyectan estas máquinas con admisión parcial, constituyendo todo el aparato director una, dos o máximo cuatro boquillas por las cuales se envía un chorro de sección circular contra las paletas, estas boquillas están provistas de una aguja de regulación que se mueve axialmente variando así la sección de flujo.

En caso de que se requiera una operación rápida para dejar el rodete sin acción del chorro, se puede adicionar una placa

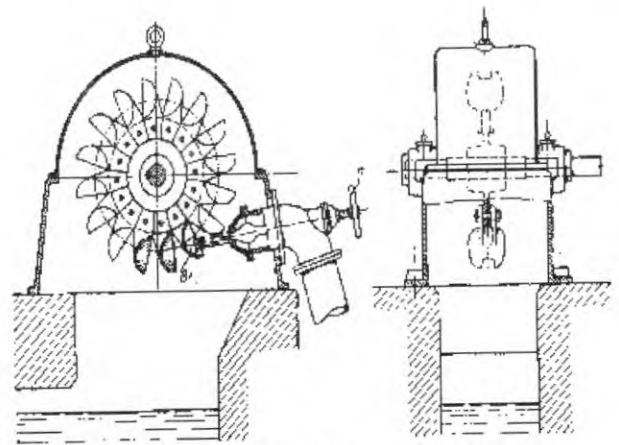
TABLA 7.1 Contenido

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE TURBINAS HIDRÁULICAS							
TURBINA	Inventor y año de patente	Ns (rpm.Hp,m) rpm	Q m ³ /s/	H m	P kW	n máx %	
PELTON	Lester Pelton 1980	1ch30, 2ch30-50, 4ch 30-50, 6ch50-70	0.05 a 50	30-1800	2-300000	91	
TURGO	Eric Crewdson 1920	60-260	0.025 a 10	15-300	5-8000	85	
MICHELL BANKI	A.G Michell D Banki	40-160	0.025 a 5	1-50 (200)	1-750	82	
BOMBA RODINA- MICA	Dionisio Papin 1689	30-170	0.025 a 0.25	10-250	5-500	80	
FRANCIS	James francis 1848	L60-150, N150-250, R250-400	1 a 500	2-750	2-750000	92	
DERIAZ	P Deriaz 1956	60-400	500	30-130	100000	92	
KAPLAN V Y DE HELICE	Kaplan 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93	
AXIALESK Tubular Bulbo Generador periférico	hune 1912, Hugelin 1933, Harza 1919	300-800	600	5-30	100000	93	

Nota Ns : velocidad específica
 Q : Caudal
 H : Altura carga
 P : Potencia
 n : Eficiencia
 Ch: chorro
 L : lento
 N : normal
 R : rápida.

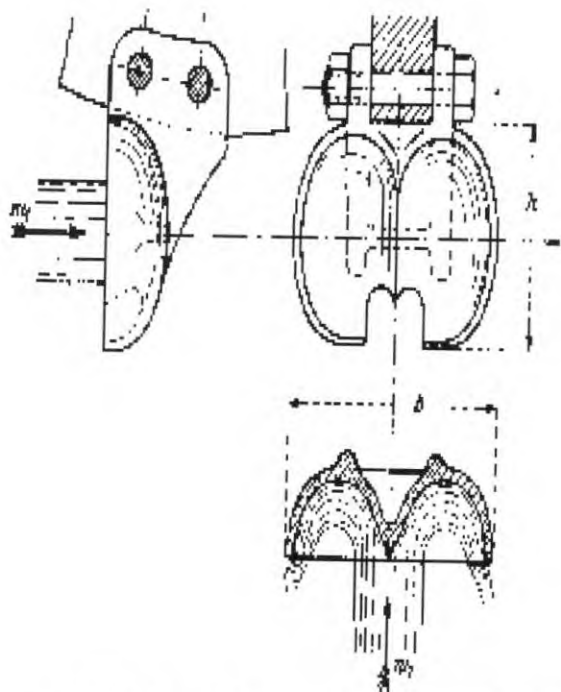
7.2 Descripción de las turbinas utilizadas en PCH

deflectora; de este modo la aguja se cierra en un tiempo más largo evitándose así el fenómeno de golpe de ariete. la operación de la aguja así como el de la placa deflectora puede hacerse en forma automática o manual. El elemento constructivo más importante de la rueda Pelton es la paleta en forma de doble cuchara (ver fig 7.2 y 7.3). En las pequeñas ruedas se funden las paletas en una pieza con ellas, pero en general son independientes y se sujetan por medio de tornillos al cuerpo de la rueda, como se puede observar en la (fig.7.1) la instalación de una rueda Pelton con una envoltura que puede desmontarse es muy sencilla y resulta accesible, y lo mismo puede decirse de los cojinetes y las boquillas.



Rueda tangencial (o regulación a mano), B paleta en sección.

Figura 7.1



Paletas de rueda Pelton para vertido de sección circular.

Figura 7.2



Runete de turbina Francis, con paletas para chorro de sección circular: construcción de la casa Brown (Henschel & Co.).

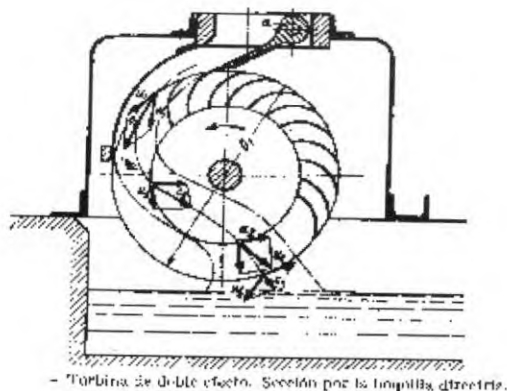
Figura 7.3

Turbinas Michell o de doble efecto:

Esta turbina fue inventada por A.G Michell (Australia) patentada en 1903, y posteriormente estudiada entre 1917-1919 por Donat Banki.

Esta es una turbina de acción de flujo transversal y admisión parcial, que se adapta a cualquier caudal, pues basta que

con el rodete en forma de tambor sea mas largo o más corto. (ver fig 7.4).



Turbina de doble efecto. Sección por la impeller directa.

Figura 7.4

La característica de la turbina Michell-Banki consiste en que un amplio chorro de agua de sección rectangular incide dos veces, cruzando el interior, sobre los alabes del rodete. esta turbina esta compuesta por un par de discos, entre los cuales se fijan periféricamente una cierta cantidad de alabes de perfil circular y de simple curvatura. Por lo general los alabes se fijan a los discos mediante soldadura.

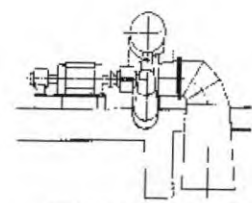
Turbina Francis:

Inventada en 1838 por Samuel Howd (EEUU) y perfeccionado por James B Francis (Gran Bretaña 1815-1892).

Esta turbina puede definirse como de reacción, utilizada en aprovechamientos con caídas por arriba de 10 metros, las pequeñas unidades son generalmente previstas con conexión horizontal, que facilita su instalación y mantenimiento del generador correspondiente, (ver fig 7-5).



Runete de turbina Francis, sección por la impeller directa.



Sección general de turbina Francis.

Figura 7.5

Por otro lado la colocación en forma vertical presenta ventaja de poder colocar el generador encima del nivel máximo de agua, utilizando en algunos casos la turbina Francis de cámara abierta o del tipo pozo.

En las zonas de coincidencia las turbinas Francis presentan ventajas respecto a las turbinas Pelton; tienen dimensiones más pequeñas, debido a que presentan mayores secciones de flujo y son de admisión total; además pueden operar a mayor velocidad de rotación debido a que son turbinas de reacción.

Estas ventajas las hacen más económicas, sin embargo presentan algunas desventajas como la baja eficiencia a cargas parciales, el estar sometida a un gran riesgo de cavitación y a un alto costo de los elementos desgastados por erosión.

Turbinas Kaplan y de Hélice:

Las turbinas Kaplan pueden definirse como una turbina de flujo axial, de reacción y de admisión total, estas turbinas se utilizan en saltos de hasta 30 m y superiores. La ventaja principal estriba en la seguridad de control de cavitación. El distribuidor es del tipo Fink, similar al de las turbinas Francis, consta además de una carcasa espiral de sección circular o rectangular y de un tubo de aspiración del tipo recto o acodado, según el requerimiento de la altura de aspiración. Debido a los alabes del rotor orientables, puede operar con muy buena eficiencia dentro de un amplio rango de caudal. (ver fig 7.6 y 7.7).

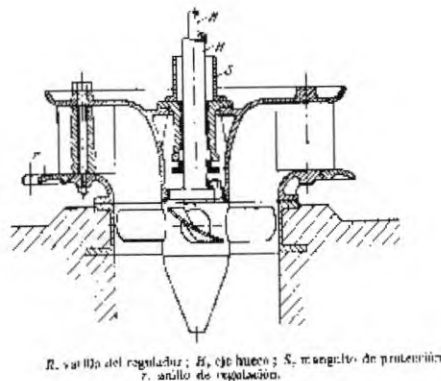


Figura 7.6

La turbina de hélice es una variante de la turbina Kaplan, pues posee un rodete con alabes fijos, es considerada como una turbina de reacción, siendo utilizada con mayor frecuencia en aprovechamientos con caídas por debajo de los 12 metros. (ver fig 7.7).

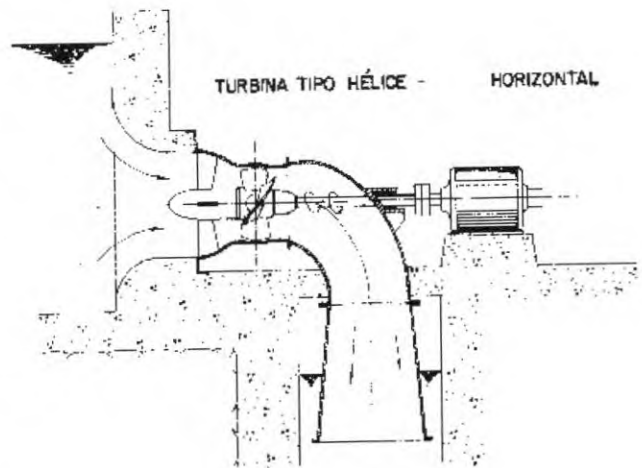


Figura 7.7

7.3 Selección de turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas más utilizadas en pequeñas centrales hidroeléctricas deben ser seleccionadas de modo que se obtenga facilidad de operación y mantenimiento, donde su gran importancia se debe a su robustez. Así mismo para escoger una turbina se debe analizar:

- su precio, las garantías ofrecidas por el fabricante en cuanto a atención inmediata en caso de presentarse problemas de operación en la máquina, y un pronto cambio de los elementos dañados.
- También deben permitir el aprovechamiento de cualquier salto, cualesquiera que sean la altura y el caudal disponible.
- El aprovechamiento ha de efectuarse con rendimiento elevado, aunque sean variables las condiciones de salto (nivel y caudal) para que la instalación sea rentable en todos los casos.
- El eje podrá disponerse vertical u horizontal según lo exija el acoplamiento directo a las transmisiones o a los alternadores.
- La velocidad angular debe ser lo más alta posible para conseguir de este modo transmisiones mucho más ligeras.
- Deben poderse regular bien, a fin de que sean adecuadas para pequeñas centrales hidroeléctricas y otros usos.
- Todos los órganos importantes, especialmente los que sirven para la regulación y para apoyo de los ejes, deben ser fácilmente accesibles.

Una vez obtenida la caída en metros y la descarga en metros cúbicos por segundo se puede encontrar el tipo de turbina recomendado para el aprovechamiento en estudio, para esto se puede acudir a la Figura 7.8 ó a la tabla 7.2, donde están

representadas en carácter orientativo los rangos de utilización de cada turbina.

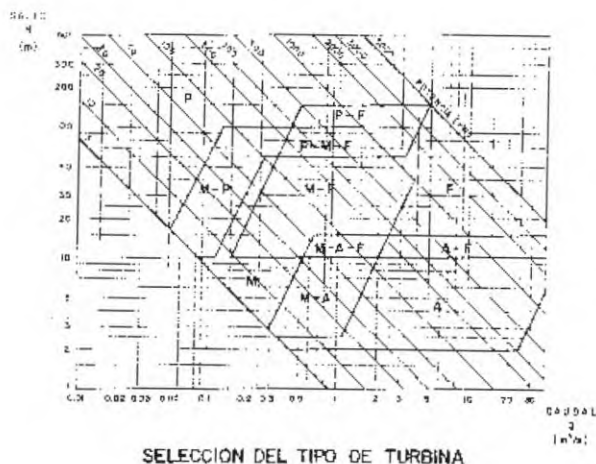


Figura 7.8

Cuando al calcular la velocidad específica de una turbina, para un caso determinado, se puede optar entre más de un tipo constructivo, para elección de la turbina más se debe tener en cuenta los siguientes elementos de juicio:

- Los alternadores acoplados mecánicamente a las turbinas, resultan tanto más económicos de construcción cuanto menos pares de polos posean, es decir cuanto sea mayor su velocidad, a causa de que sus devanados son más sencillos y fáciles de montar. Por lo tanto resulta ventajoso elegir una turbina de elevada velocidad específica.
- Por otro lado se tiene que elegir entre uno u otro tipo de turbinas que satisfagan una aplicación de aprovechamiento hidráulica, se realizará un estudio económico comparativo del costo del conjunto turbina generador.

7.4 Características técnicas de las turbinas

7.4.1 Potencia de las turbinas

De acuerdo con el esquema de la Figura. 7.9 la potencia generada se obtiene con las siguientes fórmulas

$$P_e = P \cdot \eta_t \cdot \eta_g$$

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta / K = P_e / \eta_t \cdot \eta_g$$

$$\eta_{gr} = \eta_t \cdot \eta_g$$

Donde:

- P_e = potencia eléctrica en bornes del generador
- P = Potencia al eje de la turbina, kW
- Q = Caudal de la turbina m³/s
- H = Salto neto, m

ρ = Densidad del agua 1000 kg/m³

η = Eficiencia de la turbina, adimensional

η_t = Eficiencia de la transmisión, adimensional

η_g = eficiencia del generador, adimensional

η_{gr} = Eficiencia del grupo de generación, adimensional

K = Constante $K=1000$ W/kW

En relación a la determinación del salto neto se puede proceder de la siguiente manera:

Turbinas de reacción: $H = H_b - \Delta H_t$

Turbinas de acción : $H = H_b - \Delta H_t - H_m$

Donde H_b = Salto bruto en m

ΔH_t = Altura de pérdidas en la tubería de presión, en m.

H_m = Altura del montaje de la turbina en m.

En el caso de no tener información directa de las eficiencias de la turbina o del generador, pueden usarse los valores de la tabla 1.1 para las eficiencias de la turbina, y la tabla 7.3 para las eficiencias del grupo.

Tabla 7.3 Eficiencia del grupo de generación

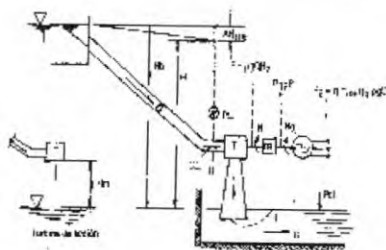
Potencia kW	Tipo de turbina			
	PELTON	MICHELL BANKI	FRANCIS	AXIAL
< 50	58-65 %	54-62 %	59-65 %	58-66 %
51-500	65-69	62-65	66-70	66-70
501-5000	69-73	65	70-74	70-74

Tabla 7.3

Rendimiento de las turbinas:

Como sucede en todas las máquinas, durante el funcionamiento de las turbinas se producen pérdidas de energía que determinan el rendimiento de aquellas, las principales causas que producen estas pérdidas son:

- a) rozamiento del agua con el distribuidor
- b) pérdidas en el rodete producidas por el choque de entrada y por el cambio brusco de velocidad de los filetes de agua que salen del distribuidor y chocan con los bordes de los



alabes del rodete.

c) rozamiento del agua con el tubo de aspiración.

d) distancia que hay entre el distribuidor y el rodete, por donde se escapa una parte del agua.

e) resistencias pasivas en los cojinetes.

El conjunto de todas estas pérdidas determina el rendimiento de la turbina. Además en una misma turbina se puede encontrar rendimientos muy variables, y estos dependen naturalmente del caudal, ya que la altura del salto permanece constante.

Las variaciones de rendimiento son distintas para los diferentes tipos de turbinas que se han expuesto anteriormente. Las turbinas se proyectan para que sus rodetes den el máximo rendimiento a los $\frac{3}{4}$ de carga, es decir, para un caudal igual a los tres cuartos del máximo admisible.

De esta forma se consigue que las turbinas no tengan un rendimiento excesivamente bajo a carga parcial, teniendo en cuenta que, por lo general, durante el año, trabajan más horas a carga parcial que a plena carga.

En la Figura 7.10 se muestran las curvas de rendimiento de distintos tipos de turbinas utilizadas en PCHs.

Velocidad de las turbinas:

Como la mayoría de las turbinas se construyen para accionar directamente generadores eléctricos, su velocidad debe ser la velocidad del alternador que como se sabe vale:

$$n = 60.f/p \text{ rpm}$$

donde

f = frecuencia en periodos por segundo

p = número de pares de polos

Las turbinas hidráulicas se deben proyectar para soportar velocidades máximas muy superiores a las velocidades de trabajo; estas velocidades máximas corresponden al generador eléctrico sin carga (en vacío) y el distribuidor completamente abierto (caudal máximo).

Velocidad específica

Se denomina velocidad específica de una turbina hidráulica a la velocidad a la cual trabajaría una turbina exactamente homóloga (es decir, de la misma forma constructiva pero más reducida) desarrollando una potencia de 1 CV, bajo un salto de 1 metro. Esta relación se expresa por:

$$ns = (n \cdot P^{1/2}) / (h \cdot h^{1/4}) \text{ rpm}$$

donde:

n = velocidad de la turbina en rpm; p = potencia de la turbina en CV

h = altura del salto en m.

La velocidad específica es un índice para determinar, en cada caso, cual es el tipo de turbina más apropiado. En efecto las turbinas tienen buen rendimiento sólo entre ciertos límites de velocidad específica. por ello dicha velocidad específica ha de servir de indicación para la elección de la turbina más conveniente en cada caso; y como las turbinas semejantes tienen el mismo rendimiento, la velocidad específica sirve de base a los constructores de turbinas para normalizar su construcción según modelos reducidos que se ensayan en laboratorios adecuados para estas pruebas.

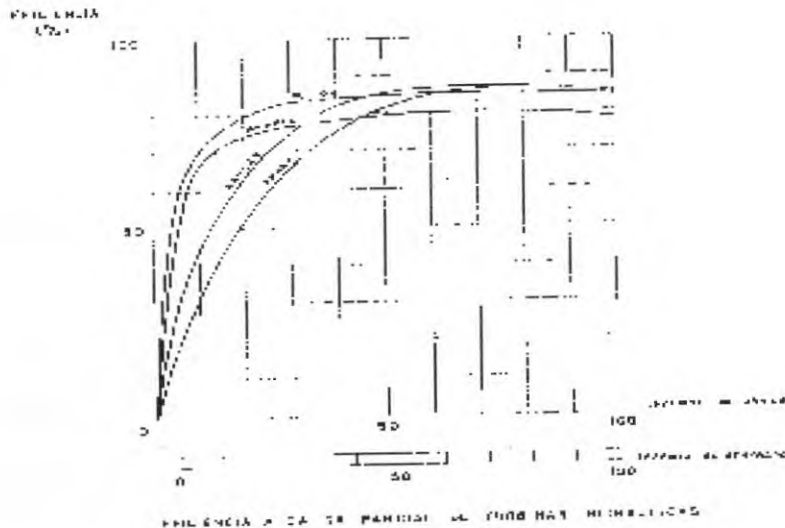


Figura 7.10

**CAPITULO 8 .
ESTUDIOS AMBIENTALES EN PEQUEÑAS
CENTRALES HIDROELECTRICAS**

Introducción

En este capítulo se presentan y enumeran las leyes ambientales actuales que se deben consultar en este tipo de proyectos, legislación de las licencias ambientales, la metodología sugerida y los beneficios ambientales en la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

8.1. Justificación de los proyectos

El gobierno Nacional en su preocupación por mejorar la calidad de vida de los Colombianos que habitan las regiones más apartadas de nuestro país, ha dispuesto a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL -, de las electrificadoras y del Instituto de Ciencias Nucleares - INEA- el diseño, y la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - P.C.H.s.

Es mediante la puesta en funcionamiento de estas P.C.H. que se atenderá con Energía Eléctrica municipios marginados tales como son los que existen en Departamentos como Cauca, Chocó, Putumayo, Guaviare, etc.

Existen unas etapas necesarias para la construcción de una pequeña Central Hidroeléctrica, las cuales son a saber :

- Identificar centros de población que no serán conectados a una red interconectada en el futuro previsible y en los cuales está identificada su necesidad energética.
- Identificar el lugar donde se genere el menor impacto para allí instalar la Pequeña Central Hidroeléctrica con el fin de alimentar los pueblos dentro de un lugar donde se genere el menor impacto económico, aproximadamente una - 20 km.
- Determinar los datos hidrobiológicos y geológicos que permitan establecer la potencia y la energía producible.
- Optimizar la central hidroeléctrica mediante suplemento - si fuese necesario - de maquinas Diesel para alimentar las poblaciones de la región con energía eléctrica según un consumo estimado para los próximos 15 - 20 años Diesel para alimentar las poblaciones de la región con los datos básicos para la central hidroeléctrica, se prepara un diseño preliminar, tomando en cuenta la topografía y geología del lugar.

8.1.1 Legislación ambiental

Así como el gobierno se preocupa por llevar el desarrollo a las zonas más aisladas, lo hace de igual forma por preservar el medio natural que conservan estos lugares.

La legislación ambiental esta conformada básicamente por todas aquellas normas, regulaciones, leyes y en general

disposiciones adoptadas por los diferentes estamentos jurídicos de La ley Colombiana.

Entre estos estamentos encontramos La Constitución Política Nacional de Colombia de 1991, en la cuál existen diferentes artículos relacionados con la materia ambiental. Dentro de éstos se encuentra por ejemplo el Artículo 80 correspondiente al título de los derechos colectivos y del ambiente donde consagra el concepto de desarrollo sostenible:

« El Estado Planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

Además de lo referido se encuentra en la nueva Constitución Política de Colombia, también se hallan una serie de normas que aparecen en los diferentes Artículos los cuales en lo que hace referencia a la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas aparece a continuación :

Decreto Ley 2811 de 1974

TÍTULO III	DE LA EXPLOTACIÓN Y OCUPACIÓN DE LOS CAUCES, PLAYAS Y LECHOS
CAPÍTULO II	OCUPACIÓN DE CAUCES
	Art. 102
TÍTULO V	DE LAS OBRAS HIDRÁULICAS
	Art. 119, 120, 122 Y 123.
TÍTULO VIII	DE LA ADMINISTRACIÓN DE LAS AGUAS Y CAUCES
CAPÍTULO	ÚNICO FACULTADES DE LA ADMINISTRACIÓN
	Art. 155
PARTE V	DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PRIMARIOS
	Art. 155, 1/0, 1/1,
PARTE IX	DE LA FAUNA TERRESTRE
TÍTULO I	DE LA FAUNA SILVESTRE Y DE LA CAZA
CAPÍTULO I	DISPOSICIONES GENERALES
	Art. 247
PARTE XIII	DE LOS MODOS DE MANEJO DE LOS RECURSOS NATURALES RENOVABLES
TÍTULO II	DE LAS ÁREAS DE MANEJO ESPECIAL

CAPÍTULO III DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS

Art. 312

SECCIÓN II DE LAS CUENCAS HIDROGRÁFICAS EN ORDENACIÓN

Art. 316, 317, 318, 319, 320 Y 321

LICENCIAS AMBIENTALES

Se entiende como Licencia Ambiental al acto administrativo expedido por la autoridad ambiental competente, en virtud de la cual se autoriza a una persona natural o jurídica, pública o privada, la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier otra actividad que, conforme a la ley y a los reglamentos, puede producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, y se establecen los requisitos y condiciones que el titular de la licencia debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales de las obras, industrias o actividades autorizadas.

La ley 99 de 1993 en su Título VIII que habla de las Licencias Ambientales, las cuales serán otorgadas por el Ministerio del Medio Ambiente, las Corporaciones Autónomas Regionales y algunos Municipios y Distritos, de conformidad con esta ley.

El Ministerio del Medio Ambiente otorga de manera privativa la Licencia Ambiental, entre otros casos, cuando se trate de la construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a doscientos millones de metros cúbicos, y construcción de centrales de generación de energía eléctrica que excedan de 100.000 kW de capacidad instalada, así como el tendido de las Líneas de Transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes. Igualmente para trasvasos de una cuenca a otra de corrientes de agua que excedan de 2 m³/seg durante los períodos de mínimo caudal.

En el caso específico de la Construcción de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que están por debajo de 100.000 Kw, y no tengan trasvasos mayores a 2 m³/s las obras no se encuentran dentro de las condiciones anteriormente referidas por lo que compete a las Corporaciones Autónomas Regionales de la zona de influencia del proyecto expedir las licencias ambientales.

La licencia regulará en forma integral el efecto que el titular de ella ocasione en el medio ambiente y en los recursos naturales renovables por el desarrollo de la obra, industria o actividad autorizada, teniendo en cuenta todos los aspectos humanos, sociales, económicos, físicos, químicos y naturales y, en especial, los considerados en el plan de manejo ambiental, sin perjuicio de los requisitos, condiciones y exigencias que la autoridad de manejo ambiental competente establezca para el uso, aprovechamiento o movilización de

los recursos naturales renovables al otorgar autorizaciones, permisos y concesiones, indispensables conforme a la ley.

CONCESION DE AGUAS

La parte III del Libro II del Decreto Ley 2811 de 1974, Código Nacional de Recursos Naturales Renovables o Código Ambiental regula lo pertinente a las aguas no marítimas; por su parte el Decreto 1541 del 26 de julio de 1978 reglamenta tales disposiciones exhaustivamente. Allí se concretan las normas sobre el dominio de las aguas, sus cauces y riberas.

En cuanto a los modos de adquirir el derecho al uso de las aguas y sus cauces se puede anotar que el derecho de uso de las aguas y sus cauces opera mediante los denominados permisos, con sujeción a lo preceptuado en el Capítulo III Título V del Libro II del Código Ambiental. Igualmente por ministerio de la Ley, por concesión y por asociación. Es claro el artículo 88 del Código Ambiental el cual expresa: «Salvo disposiciones especiales, solo puede hacerse uso de las aguas en virtud de concesión».

PERMISO DE MATERIAL DE ARRASTRE

Para la construcción de las vías de acceso al proyecto y el desarrollo de obras de arte relacionadas con el proyecto, se requiere de la extracción de material de arrastre, el cual es obtenido de fuentes aluviales que hacen parte del sistema hídrico del área de influencia del proyecto.

El Título III, Parte III del Código Ambiental (2811/74) es el encargado de regular lo concerniente a la explotación y ocupación de los cauces, playas y lechos.

PROTECCIÓN DE RECURSOS HIDROBIOLÓGICOS

La Parte X del Libro II del Código Ambiental regula lo concerniente a los Recursos Hidrobiológicos que a su vez son reglamentados por el Decreto 1681 de 1978.

INTERVENCIÓN EN TERRITORIOS INDÍGENAS

Desde la colonia, los indígenas habían tenido reconocimiento sobre la posesión de los territorios con la figura del Resguardo. Esta consistía en una porción de territorio deslindada y adjudicada en propiedad a un grupo o comunidad indígena mediante un título emanado por la Corona Española. La propiedad así reconocida se hacía en calidad de un bien comunitario y se sometía al gobierno económico, administrativo y policivo de un «Cabildo» indígena, el cual hacía de recaudador de tributos y de órgano de relación entre las autoridades españolas y la respectiva parcialidad indígena.

En el Artículo 330 de la Constitución Nacional de 1991 se menciona que los territorios indígenas estarán gobernados por consejos conformados y reglamentados según los usos y costumbres de sus comunidades.

INTERVENCIÓN EN TERRITORIOS DE NEGRITUDES

Las actividades de diseño y construcción de la PCH que se realicen en territorios de negritudes, deberán cumplir con las normas específicas consagradas en el ordenamiento legal vigente en el país para este tipo de comunidades.

La ley 21 de 1991 menciona que los pueblos interesados deberán tener el derecho de decidir sus propias prioridades en lo que atañe al proceso de desarrollo, en la medida en que este afecte a sus vidas, creencias, instituciones y bienestar espiritual, y a las tierras que ocupan o utilizan de alguna manera, y de controlar, en la medida de lo posible, su propio desarrollo económico, social y cultural. Además dichos pueblos deberán participar en la formulación, aplicación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente.

8.1.2 DESCRIPCIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

Se debe describir todos los aspectos técnicos de la pequeña central hidroeléctrica y sus diferentes alternativas de construcción en forma resumida presentando los siguientes aspectos:

DATOS HIDROLOGICOS

Sitio
Area cuenca
Caudal medio
Caudal 95% duración
Caudal máximo
1:25 años
1:10.000 años
Vol. sedimentos

RESUMEN

SISMICIDAD

PRESA DERIVADORA: Situación geológica
Permeabilidad

CARACTERISTICAS DE LAS OBRAS

PRESA DERIVADORA

Tipo
Altura máxima
Longitud de corona

CONDUCCIONES

Tipo
Longitud
Diámetro

CASA DE MÁQUINAS

Tipo
Dimensiones
Potencia instalada
No. de unidades
Tipo de Turbina
Caudal de diseño

Caída bruta media
Caída media neta
Generador Sincrónico

PERÍODO DE EJECUCIÓN

Estudios:
Construcción:

8.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

Se presenta la forma de ejecución de los estudios.

8.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL PROYECTO

Se presenta la localización geográfica del proyecto incluyendo coordenadas.

8.2.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Se presenta el proyecto de construcción de la P.C.H., la zona donde se desarrollará, el Departamento. Así mismo, las alternativas y su localización en el río.

Se identifican los impactos generados por las actividades propias de este tipo de proyectos, además de diseñar los correspondientes programas de recuperación y manejo del área.

8.2.2.1 Área de influencia indirecta.

Se enuncia el área de influencia indirecta del Proyecto, denominada área de influencia regional.

8.2.2.2 Área de influencia directa.

En el área de influencia directa se pueden identificar dos sub-áreas: la primera se denominada área de influencia directa subregional, delimitada en función de considerar que los efectos del proyecto se irradian en el territorio que la conforma; la otra sub-área se ha denominado área de influencia directa micro-regional, y está constituida específicamente por el territorio en el cual se localiza el proyecto, así como por la zona por la cual atraviesen las líneas de subtransmisión.

8.2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS A REALIZAR

Durante la etapa de construcción las condiciones topográficas del sitio juegan el papel mas importante dentro de la selección de esquemas para los diseños de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

A continuación se describen brevemente cada una de las obras que se van a realizar en la etapa de construcción. Como la presa, la captación, los canales, túneles, almenara, tubería de presión, casa de máquinas, equipos y canal de restitución.

8.3. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO FÍSICO

8.3.1 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO ABIOTICO

Se describe la climatología, la precipitación, las estaciones meteorológicas de la zona, la temperatura, la humedad relativa, el brillo solar, análisis climático, la geología,

incluyendo la estratigrafía, la geología estructural, la geomorfología, la geotecnia, materiales de construcción, hidrología, sedimentos y suelos.

La descripción del medio biótico incluyendo flora, bosques y fauna.

8.4 DESCRIPCIÓN DEL MEDIO SOCIOECONÓMICO DEL ÁREA DEL PROYECTO.

Este aparte del estudio, busca presentar las características sociales y económicas más relevantes del área delimitada por el proyecto.

Con base en esa caracterización, el análisis se orienta a identificar las principales interacciones del proyecto con los elementos sociales y económicos predominantes, de tal manera que permita posteriormente establecer algunos lineamientos generales de manejo prospectivo.

Se realiza una descripción de los siguientes aspectos:

- Distribución espacial
- Variación Demográfica
- Viviendas en la localidad del proyecto incluyendo los servicios públicos, servicios asistenciales (servicios de salud y de educación).
- Actividades económicas. (Actividades agrícolas, pecuarias, pesqueras, mineras, forestales)
- Indicadores de pobreza.
- Comunidades indígenas
- Áreas con estatus legal especial

8.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Esta parte del estudio tiene como finalidad identificar todos aquellos cambios o alteraciones que se pueden derivar de la realización del proyecto tanto en el medio físico y biológico como en el medio humano para posteriormente poder determinar procedimientos de prevención y corrección que permitan un **desarrollo sostenible** en la región.

La realización de cualquier actividad que implique la construcción de obras civiles y de infraestructura va a tener una influencia ya sea de carácter positivo o negativo sobre la zona del proyecto.

Para el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas los impactos de carácter negativo son menores debido a que las obras de infraestructura son de tamaño reducido y que la realización de las mismas se hace generalmente manualmente aprovechando las condiciones favorables tanto físicas como humanas de la región.

8.5.1 Identificación de Alteraciones

A continuación se analizan los diferentes elementos del medio que eventualmente pueden sufrir o no alteraciones por la realización de las obras de infraestructura:

8.5.1.1 Clima

No se espera que los proyectos tengan alguna incidencia negativa sobre la climatología de la región por lo pequeño de la obra tanto en la etapa de construcción como en la etapa de operación.

8.5.1.2 Superficie Terrestre

Un agente controlador de los fenómenos erosivos y que proporciona estabilidad a los taludes adyacentes al río, es el cubrimiento de la capa vegetal que en la zona de los ríos alcanzan más del 90%

8.5.1.3 Caudales

En la etapa de construcción y acondicionamiento de la presa (cuando existe) generalmente no se considera la desviación del cauce puesto que su realización se hace en dos etapas lo cual hace que el impacto sobre el medio sea únicamente puntual y temporal. Para la etapa de operación es normal que se presente una disminución del caudal entre el sitio de la presa y la casa de máquinas pero este aspecto es solo puntual ya que la totalidad del caudal se vuelve a incorporar al río pero adicionando oxígeno que en algunos casos es importante ambientalmente.

8.5.1.4 Sedimentología

Para la adecuación de la presa, la bocatoma y el túnel se tendrán que construir ataguías con el fin de trabajar en seco las obras. Al existir una reducción en el área del cauce habrá un aumento en la velocidad del agua que incrementará el número de sedimentos. Esta alteración será temporal e inevitable por el mismo proceso de construcción.

8.5.1.5 Vegetación

Tanto en la fase de construcción como en la de operación la vegetación tendrá algunas alteraciones debido al desarrollo de las obras. Para la mayoría de Pequeñas Centrales hidroeléctricas estas modificaciones son moderadas y puntuales.

8.5.1.6 Fauna

Los impactos posibles sobre la fauna corresponden tanto a la fauna terrestre como a la acuática. En general los impactos causados se producen por el efecto de barrera que la obra genera en el ecosistema.

Para la fauna terrestre la construcción de vías de acceso y líneas de transmisión son los factores de mayor alteración. Es por esto que se evitará la construcción de caminos o vías innecesarios. En estos casos se deben usar la carreteras existentes o proyectadas.

Otro aspecto importante para tener en cuenta es el obstáculo físico que constituye la presa al afectar a determinadas especies migratorias impidiendo su reproducción. De otro lado un aspecto positivo es la posibilidad de que algunas

especies, especialmente las aves acuáticas, se vean favorecidas por la creación de nuevas zonas húmedas ya que servirían como zona de asentamiento o descanso o en sus migraciones.

8.5.1.6 Socioeconomía

En el aspecto socioeconómico la construcción y operación de la obra tendrá un impacto positivo en lo que se refiere a oferta de empleo para los habitantes de la región.

También se incrementará la actividad económica en la zona por la llegada de técnicos y trabajadores produciendo una reactivación de la economía principalmente en la población donde se realizará la construcción de la PCH.

Durante la etapa de operación también se observará un cambio positivo para la región ya que para el mantenimiento y funcionamiento de la planta se necesitará personal para que desempeñe estas funciones. Cabe resaltar que para la siguiente etapa del proyecto se tendrá que diseñar planes de capacitación para el personal de la región que laborará en la planta.

Por otro lado un aspecto negativo es la migración de pobladores hacia la zona, atraídos por la demanda de empleo y la apertura de nuevos mercados. Este factor incrementará necesariamente el costo de vida en la región.

De otro lado la construcción del proyecto mejorará la calidad de vida de la región y fomentará la generación de nuevas microempresas.

8.6. MEDIDAS DE MITIGACIÓN GENERALES

A continuación se da un listado de consideraciones generales para el proyecto tendientes a prevenir y corregir los impactos identificados en las etapas de construcción y operación:

Realizar el menor número de trochas posibles con amplitudes inferiores a los 1.5 m de modo que no se estimulen procesos de colonización y migración hacia las zonas altas.

Reducir al máximo el tamaño de las zonas afectadas para posibilitar una fácil recuperación natural.

Evitar en lo posible arrojar materiales de excavación y construcción al río y a las quebradas. Para esto se deben diseñar lugares especiales (botaderos) de disposición de estos materiales.

Determinar los corredores de paso de fauna para no influir hábitats de importancia en el área e implementar en la etapa de diseño de obras zonas de ascenso de peces, microfauna y de paso de animales en los sectores de canales, de modo que las obras no se constituyan en barreras que posibiliten un fuerte impacto ambiental sobre las especies.

Realizar obras de conservación y protección de suelos para minimizar o restaurar daños producto de la remoción de la capa vegetal en los casos donde se requiera.

Desarrollar planes de reforestación sobre las zonas afectadas con el fin de restaurar en lo posible toda el área de la planta.

Realizar una interventoría ambiental durante la construcción

y operación de la central.

El impacto al paisaje puede ser mitigado mediante la aplicación de pinturas a las obras y equipos en tonos que no generen contraste con el entorno o mediante la implementación de barreras naturales que aminoren un posible impacto visual.

Para la adecuación de campamentos temporales durante la etapa de construcción y posteriormente para la etapa de operación es necesario diseñarlos con instalaciones básicas adecuadas, es decir, sistemas de tratamiento de desechos, pozos sépticos, cuartos de alojamiento etc.

Evitar la construcción de obras en lugares inestables o con alto índice de erodabilidad.

Se deben realizar estudios más detallados como inventarios faunísticos, florísticos y ecológicos para la consecución de la licencia ambiental.

Deberá evitarse la disposición indiscriminada de basuras o materiales sobrantes de las actividades relacionadas con la construcción, así como de las generadas en los campamentos, usando para ello lugares específicos temporales.

Se deberán utilizar al máximo las trochas o caminos existentes para el tendido de las líneas de transmisión.

Evitar talas innecesarias y otras actividades que originen procesos de colonización o ampliación de la frontera de reforestación, frontera agrícola o de cacería.

Disminuir al máximo la amplitud de la faja a talar a lado y lado de la línea de transmisión.

Evitar actividades innecesarias de descapote, realizándose solamente en los sitios de obras o de instalación de torres de transmisión.

Para el traslado de materiales y equipos necesarios para la construcción de las obras se debe considerar la posibilidad de efectuarlos mediante trenes de mula o helicópteros.

8.7 Contribución de la micro hidrogenación al calentamiento del planeta.

Un aspecto importante del desarrollo de la micro hidrogenación es su contribución a la sustitución de las fuentes de energías contaminantes.

Con la creciente conciencia del problema del calentamiento del planeta entre las agencias gubernamentales de ayuda y otras agencias proveedoras de fondos, se han establecido los fondos ambientales, lo cual ha reforzado aún más el interés de los promotores de la micro y mini hidrogenación.

Es de anotar que la PCH son consideradas ambientalmente seguras en comparación con las nucleares y grandes centrales hidroeléctricas ya que estas siempre conllevan la construcción de embalses reguladores.

Es de anotar que la alternativa que mas se esta utilizando en el país es la diesel donde se esta contribuyendo al calentamiento del planeta, la alternativa diesel también tiene otras desventajas como son: la dependencia a los costos de mantenimiento, y a largo plazo al incremento de los precios debido al agotamiento de las reservas.

En la tabla siguiente se observa la comparación del CO2 enviado a la atmósfera de diferentes fuentes de energía.

Tabla 8.1 Comparación con otras fuentes de Energía.

FUENTE	Toneladas de CO2/GWh
Carbón	964.0
Aceite	820.0
Gas	484.0
Geotérmica	57.0
Micro Hidrogeneración	8.0
Nuclear	7.8
Viento	7.4
Fotovoltaico	5.4
Grandes Centrales Hidráulicas	3.1

8.8 La construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas contribuyen a salvar los bosques.

Con mayor énfasis en los aspectos ambientales del desarrollo, los proyectos de PCHs son cada vez más atractivos al mostrar características ambientales positivas.

Con experiencias mostradas en otros países como en el Reino Unido y Nepal se ha demostrado un ahorro de demanda de leña en un 23% para uso de cocción de alimentos permitiendo con la utilización de las PCH preservar los bosques contribuyendo a la conservación del medio ambiente.

9. GENERADORES

Introducción

El desarrollo de fuentes de energía para efectuar trabajos útiles es la clave del progreso industrial y esencial para el mejoramiento continuo del nivel de vida del hombre. Descubrir nuevas fuentes de energía, mejorar, o rehabilitar las ya existentes, con el fin de obtener un suministro esencialmente inagotable para el futuro, distribuirla a donde se requiera, convertirla o transformarla en otras formas de energía como calor, luz, energía mecánica, o química, y emplearla sin provocar contaminación ambiental que destruye la biosfera constituye uno de los grandes problemas que actualmente afronta el mundo.

9.1. Máquinas eléctricas

Los generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica y los motores la energía eléctrica en mecánica. Los generadores y motores forman el conjunto de las máquinas eléctricas.

La parte fija de las máquinas se denomina estator y la parte rotativa rotor. En toda máquina se distinguen partes conductoras de la corriente (devanados), partes conductoras del flujo magnético y partes mecánicas o constructivas.

En los generadores y motores para corriente trifásica se originan campos rotativos. Si el rotor tiene la misma velocidad de giro que el campo rotativo del estator, se dice que la máquina es síncrona. Si, por el contrario, el rotor tiene una velocidad de giro mayor o menor que dicho campo rotativo, la máquina se llama asíncrona.

Si se hace girar a un imán (electroimán o imán permanente) de tal modo que sus polos describan una trayectoria circular, se origina un campo magnético rotativo. Así se genera casi siempre el campo rotativo en los generadores. Empleando corriente trifásica, se pueden generar también campos rotativos, sin necesidad de movimiento mecánico. Se utilizan tales campos rotativos para la construcción de motores especiales sencillos y potentes.

Tres bobinas situadas a 120° una de otra y recorridas por corriente alterna trifásica originan un campo rotativo. Constructivamente dichas bobinas se colocan repartidas en la periferia del paquete de chapas del estator, y situadas en las correspondientes ranuras. Con ello, el devanado ocupa menos sitio y la máquina puede hacerse más pequeña.

Los polos sólo se forman cuando circula corriente por el

devanado. Como las corrientes en las tres fases del devanado trifásico están desfasadas entre sí 120° , se origina un campo magnético rotativo.

La velocidad de giro del campo rotativo (velocidad síncrona de la máquina) sólo depende de la frecuencia y del número de polos. Como los polos magnéticos se presentan siempre en pares, se calcula con el número de pares de polos.

$$n = f / p$$

donde:

n = velocidad de giro del campo rotativo

f = frecuencia

p = número de polos

9.1.1. Generador síncrono

En máquinas de baja velocidad, el rotor puede estar situado horizontal o verticalmente; en máquinas de alta velocidad el rotor es siempre horizontalmente. En el rotor está colocado el devanado de excitación, por el que circula corriente continua. Dicha corriente se aporta del exterior, a través de dos anillos rozantes. Las partes magnéticas del rotor son de acero.

Los rotores para velocidades lentas están dotados de polos salientes, con núcleos polares macizos o de chapa. Un rotor de este tipo se llama también rueda polar. Los rotores para velocidades elevadas se construyen en forma de rotores lisos (sin polos salientes).

En pequeñas máquinas síncronas, tales como los típicos alternadores de automóviles, se emplean rotores de polos alternados, contruidos por una rueda polar dividida en dos mitades y dotada de una única bobina anular; con lo que se consigue la formación de una serie de pares de polos situados sucesivamente en la periferia de dicha rueda polar.

Con frecuencia, el árbol del rotor lleva montado también el inducido de un generador de corriente continua, llamado generador de excitación, y que suministra la corriente de excitación necesaria a la máquina síncrona. Las máquinas síncronas sin generador de excitación reciben la corriente de excitación a través de rectificadores alimentados por la red o emplean como tensión de excitación la tensión generada por el propio generador. Para ello, la tensión alterna inducida se debe rectificar.

El estator está provisto del devanado estatórico. Como por el mismo circula corriente alterna, el circuito magnético del estator debe estar formado por chapa magnética. El paquete

de chapas del estator está montado en una carcasa de fundición de acero. El devanado del estator es un devanado trifásico.

El rotor es accionado por una máquina motriz. La corriente continua del devanado de excitación origina un campo magnético, en reposo respecto al rotor. Sin embargo, debido al giro de dicho rotor, el campo en cuestión gira respecto al estator. Este campo rotativo induce en las tres fases del devanado estatístico tres tensiones desfasadas 120° entre sí. En consecuencia el estator puede suministrar corriente trifásica.

La tensión inducida en el generador síncrono depende de la corriente de excitación y de la velocidad de giro. De dicha velocidad depende también la frecuencia, que normalmente esta fijada de antemano. Al aumentar la corriente de excitación se llega a la saturación y la característica de vacío se aplana.

El generador síncrono suministra a la red tanta más potencia, cuanto con más fuerza es accionado. Conectado a una red estable, es decir, cuya frecuencia es fija, al aumentar la carga la rueda polar mantiene su velocidad, pero aumenta el adelanto o ángulo de carga respecto al campo rotativo.

Los generadores acoplados a la red actúan como condensadores si están sobreexcitados y como inductores en caso contrario.

Un generador síncrono se puede conectar en paralelo con otros generadores síncronos o bien con una red, si los valores instantáneos de las tensiones en bornes de los dos generadores a acoplar son permanentemente iguales. Por lo tanto, son necesarias igualdad de sucesión de fases, igualdad de fase, igualdad de frecuencia e igualdad de valor efectivo de las tensiones.

9.1.2. Generador asíncrono

Si, por medio de una máquina motriz, se hace girar el rotor en el mismo sentido que el campo rotativo del estator, pero más rápidamente que éste, se induce también tensiones en el rotor. Si las fases del rotor están corto circuitadas, circulan por ellas corrientes alternas, que crean también un campo rotativo. Dicho campo rotativo rotórico gira en sentido contrario al del rotor en sí. Como el rotor gira más rápidamente que el campo estatístico, el campo rotórico mantiene siempre su posición respecto al campo estatístico. Como en el generador síncrono, el campo rotativo rotórico va adelantado al estatístico e induce tensión en el devanado del estator.

El generador asíncrono debe ser excitado por la red, pues de no serlo no podría haber campo rotativo rotórico. No es

posible, pues, un control de la potencia reactiva, como en los generadores síncronos.

Luego los generadores asíncronos toman de la red potencia reactiva y suministran potencia activa y su velocidad de giro es siempre superior a la del campo rotativo.

Los generadores asíncronos se emplean en pequeñas centrales.

Los motores trifásicos están provistos generalmente de un devanado de una capa, con un número entero de ranuras por polo y fase. Este tipo de devanados se denomina de huecos polares enteros.

9.1.3. Motor síncrono

Los motores síncronos para corriente trifásica son constructivamente iguales a los generadores síncronos.

La corriente trifásica suministrada por la red origina en el estator un campo magnético rotativo. Los polos de dicho campo rotativo actúan sobre los polos del rotor. El campo rotativo que gira rápidamente frente a los polos, provoca en estos fuerzas en el sentido de giro del mismo e inmediatamente después en sentido contrario.

Si el rotor gira aproximadamente a la misma velocidad que el campo rotativo, aquel es arrastrado por dicho campo rotativo y sigue girando a la misma velocidad que éste.

Los motores síncronos precisan procedimientos especiales de arranque.

Si el rotor tiene un devanado adicional en cortocircuito, el motor síncrono puede arrancar como asíncrono y una vez conectada la corriente de excitación, él mismo sigue girando como motor síncrono. Durante el arranque asíncrono, el devanado de excitación debe estar cerrado sobre una resistencia, para que la tensión inducida en él no pueda perjudicar el aislamiento del mismo. En servicio el devanado en cortocircuito impide la salida fuera de sincronismo, en caso de súbitos aumentos de la carga; por eso se le llama también devanado de amortiguación.

Una vez efectuado el arranque, el motor síncrono gira a la velocidad del campo rotativo. Al aumentar la carga, aumenta la distancia angular entre los polos de la rueda polar y los polos del campo rotativo. La rueda polar está retrasada respecto al campo rotativo y por tanto respecto a la posición de la rueda en vacío, constituyendo dicho retraso el ángulo de carga.

Los motores síncronos tienen generalmente un par motor máximo doble del par nominal. Si se le aplica una carga mayor aún, caen fuera de sincronismo, no volviendo a dicho

sincronismo aunque se reduzca la carga. En cambio, los motores síncronos son menos sensibles a las caídas de tensión que los asíncronos. La densidad de flujo magnético del campo rotativo y el par motor disminuyen proporcionalmente a la tensión.

Como en los generadores, la sobreexcitación de los motores síncronos provocan la producción de potencia reactiva (inductiva). En consecuencia, se emplean grandes motores síncronos sobreexcitados, funcionando en vacío, para suministrar potencia reactiva. Estos motores se llaman también reguladores de fase o compensadores síncronos.

Se emplean motores síncronos trifásicos con excitación por corriente continua, por ejemplo para el accionamiento de grandes compresores para hornos altos y de grandes bombas en centrales de acumulación por bombeo. Los motores síncronos trifásicos sin corriente continua de excitación tienen su rotor constituido por un imán permanente, empleados en máquinas textiles. Los motores síncronos monofásicos trabajan sin corriente continua de excitación y se emplean para relojes eléctricos (relojes síncronos) y tocadiscos de alta calidad.

9.1.4. Motor asíncrono

Los motores trifásicos más importantes son los asíncronos. El estator de un motor síncrono es similar al de un motor síncrono; Los diversos tipos de motores asíncronos se caracterizan por las diferentes clases de rotores.

9.1.4.1. Motor de rotor de anillos rozantes

El estator consta de carcasa, paquete de chapas y devanado estático. El rotor se apoya en la carcasa por medio de cojinetes.

El árbol del rotor lleva el paquete de chapas y los anillos rozantes. El devanado rotórico está dispuesto en las ranuras de dicho paquete de chapas. Casi siempre el devanado del rotor tiene tres fases (devanado trifásico), conectadas generalmente en estrella, y raramente en triángulo. La conexión con los anillos se realiza a través de tres escobillas de carbón. Los bornes de las tres fases del devanado del rotor se denominan u, v, w.

En reposo el estator y el rotor actúan como un transformador. El campo rotativo del estator induce tensión en el devanado rotórico. La tensión medida en el rotor, en reposo, se llama tensión de parada del rotor. Dicha tensión se da en la placa de características, además de la tensión correspondiente al estator.

La tensión inducida en el rotor provoca la circulación de corriente por las fases del rotor, si los bornes de éste están corto circuitados. El campo rotativo del estator, al actuar sobre las corrientes rotóricas, da lugar a un par motor. Los

motores que trabajan según este principio se llaman motores de inducción.

En el motor de inducción, la corriente rotórica es producida por inducción.

Por las fases del rotor circula corriente alterna. Estando quieto el rotor, la frecuencia de la corriente rotórica es igual a la de la red, 60 Hz. Según la regla de Lenz, el sentido de la corriente rotórica es tal que tiende a eliminar la causa que la produce. Por lo tanto, la corriente rotórica circula en sentido tal que hace mover al rotor en el mismo sentido que el campo rotativo del estator.

En el motor de inducción, al aumentar la velocidad de giro del rotor, disminuyen la magnitud y frecuencia de la tensión rotórica inducida

$$F = f - (f \cdot n) / N$$

donde:

- F = frecuencia rotórica
- f = frecuencia estática
- n = velocidad de giro del rotor
- N = velocidad de giro del campo rotativo

En motor de anillos rozantes con el devanado del rotor en cortocircuito, la corriente de arranque es elevada, puesto que la tensión de parada del rotor provoca una elevada corriente rotórica. Para evitarlo, se aumenta, por medio de un arrancador, la resistencia del circuito rotórico.

Con ello se reduce la corriente de arranque y el motor se pone en marcha suavemente. Al ir aumentando la velocidad de giro, se pueden reducir las resistencias de arranque, puesto que disminuye el valor de la tensión inducida.

En el devanado rotórico circulan tres corrientes alternas desfasadas entre sí, es decir, corrientes trifásicas que a su vez originan un campo rotativo rotórico. La frecuencia de la corriente rotórica se reduce en la misma proporción en que aumenta la velocidad de giro del rotor. En consecuencia e independientemente de la velocidad de giro del rotor, el campo rotativo rotórico mantiene la misma posición respecto al campo rotativo del estator. Es decir, un motor asíncrono no puede caer fuera de sincronismo. La velocidad de giro del rotor es siempre algo inferior a la del campo rotativo, pues de ser ambas iguales no se induciría tensión alguna en el rotor. El motor gira pues asincrónicamente.

En el motor asíncrono, la corriente que circula por el devanado del estator origina un campo magnético rotativo, el cual induce tensiones alternas en las fases del devanado rotórico. Si dichas fases están corto circuitadas, circulan por ellas corrientes alternas, que generan un campo rotativo rotórico. La acción mutua de los campos rotativos estático y rotórico provoca el giro del motor.

Se emplean motores de anillos rozantes para el accionamiento de máquinas muy grandes, tales como bombas de centrales de suministro de agua, machacadoras y grandes máquinas herramientas, debido a que la corriente de arranque de esta clase de motores no es muy superior a su corriente nominal. También es utilizado para accionamientos cuyo arranque se deba realizar con gran carga, como aparatos de elevación, debido al gran par de arranque de dichos motores. También se emplean motores de anillos rozantes cuando la velocidad haya de ser variable, como en el caso de aparatos de elevación y escenarios giratorios.

9.1.5. Generador de corriente continua

El estator de las máquinas de corriente continua, llamado también sistema inductor, consta de un anillo de culata de acero, de polos principales salientes formados por núcleo polar y expansión polar, de chapa magnética, y del devanado de excitación situado sobre los núcleos polares.

El rotor llamado generalmente inducido, consta de un árbol de acero, sobre el que va montado a presión el paquete de chapas del rotor, en cuyas ranuras se halla el devanado del inducido, y de un colector, al que esta conectado dicho devanado. Las máquinas de mediana y gran potencia disponen también de un ventilador.

El colector o conmutador colector esta formado por segmentos o delgas, aisladas entre sí, de cobre duro. El conjunto de dichas delgas se mantiene formando un todo por medio de resina fundida, o de una construcción mecánica a presión.

La unión del devanado del inducido a las delgas del colector se efectúa por soldadura. El estator está provisto de porta escobillas, dispuestas de modo que las escobillas de carbón o de grafito de que son portadores pueden frotar sobre la superficie del colector, con presión regulable.

al girar el inducido se induce tensión en los conductores del devanado del inducido, al cortar éstos las líneas de campo del campo de excitación. La tensión inducida es máxima en los conductores que se hallan en ese momento frente a los polos principales. Cuando un conductor determinado llega frente al polo siguiente, su tensión vuelve a ser máxima, pero de sentido opuesto.

El colector se mueve junto con el devanado del inducido, del que es solidario. Por lo tanto, los conductores del inducido que se hallan frente a un polo norte del estator están unidos siempre a una escobilla y los conductores del inducido situados frente a un polo sur del inducido lo están a la otra escobilla. Así pues, el colector rectifica la tensión inducida. Cuanto mayor es el número de delgas del colector, tanto mayor es el número de bobinas del inducido y tanto más lisa es la tensión obtenidas en las escobillas.

La tensión inducida en los generadores de corriente continua varia de sentido al variar el sentido de giro y también al variar el sentido de la corriente de excitación, debido a que, en ambos casos, el corte de las líneas de campo se produce en sentido opuesto.

Al aumentar la velocidad de giro, se cortan más líneas de campo por unidad de tiempo; por tanto la tensión aumenta.

El sentido de la tensión de un generador de corriente continua varia al variar el sentido de giro o el sentido de la corriente de excitación. La tensión de un generador de corriente continua aumenta con la velocidad de giro y con la corriente de excitación.

Los distintos tipos de generadores de corriente continua se distingue entre sí por las distintas formas de conectar el devanado de excitación con el inducido.

- En el generador con excitación independiente, el devanado de excitación no está unido al inducido. La corriente de excitación es suministrada por un generador independiente, por ejemplo un rectificador conectado a la red. En carga, la tensión suministrada se reduce, respecto a la tensión en vacío, debido a la resistencia del inducido.

Los generadores con excitación independiente se emplean por ejemplo como generadores de mando en convertidores Leonard.

- En el generador shunt, el devanado de excitación está conectado en paralelo con el inducido. Al hacer girar el inducido a partir del reposo, se origina en él una pequeña tensión, debido al magnetismo residual del generador. Al conectar el devanado de excitación circula una pequeña corriente de excitación, que refuerza dicho magnetismo, provocando así una mayor tensión. Se dice que la máquina se autoexcita.

En caso de invertir el sentido de giro de un generador de corriente continua, es preciso invertir también la polaridad del circuito del inducido.

Los generadores shunt se emplean como dínamos (generadores) en automotores.

- El generador compound está provisto de dos devanados de excitación, situados sobre los mismos polos principales. Uno de ellos es un devanado shunt y el otro un devanado serie.

Generalmente el devanado serie está conectado de forma que, en carga, refuerza el magnetismo del devanado shunt, mientras que el devanado serie provoca, en carga un aumento

de la tensión con respecto a la de un generador shunt.

Los generadores compound compensados son los generadores de corriente continua más importantes. Se emplean por ejemplo como excitatrices, para la excitación de generadores síncronos.

9.2. Parámetros para la elección de los generadores

La potencia, la tensión y características de un generador deben determinarse teniendo debidamente en cuenta la carga, la situación respecto al resto de la central y del sistema considerados en conjunto, así como las características y potencia disponible de las máquinas motrices.

9.2.1. Potencia del generador

Dependerá del volumen total del presupuesto de la central, incluida la capacidad de reserva, y el costo anual de explotación y la magnitud probable del incremento de la carga. Antes de efectuar la elección es necesario examinar varias alternativas y combinaciones de diferentes capacidad unitarias, basadas en curvas de duración de la carga, reales y supuestos, para obtener un mínimo del costo anual, incluyendo el servicio de interés del capital y los gastos de la explotación.

9.2.2. El precio de compra

Al igual que el de costo por kilovatio instalado de un generador decrecen y el rendimiento aumenta, al aumentar la potencia unitaria, dentro de los límites normales de construcción del tipo de generador y de la máquina motriz, aunque el beneficio relativo en el costo y en el rendimiento, decrecen a medida que aumenta la potencia unitaria.

Los gastos de mano de obra de explotación guardan mayor proporción en el número de unidades que con la potencia total de la central.

9.2.3. Factor de carga diario y anual

Constituyen importantes puntos a considerar, para determinar la potencia de los generadores. con un alto factor de carga diario y anual puede ser más económica la explotación por medio de relativamente pocas unidades de gran potencia, mientras que un bajo factor de carga, requiere unidades de potencia más reducidas.

Las características de carga pueden ser de tal naturaleza que se obtenga la solución más económica mediante pocas unidades de gran potencia para los períodos de fuerte carga y una o más unidades pequeñas para los períodos de carga débiles.

9.2.4. Rendimiento de la máquina motriz

En las diferentes cargas de funcionamiento constituye un factor importante para la determinación de la potencia de las unidades.

Mientras las turbinas y máquinas de vapor se caracterizan por tener una curva de consumo de vapor bastante plana, entre la media y la plena carga.

Las características de rendimiento de las turbinas hidráulicas varía según el tipo y la altura del salto, pero el rendimiento tiende, generalmente, a disminuir rápidamente con cargas débiles.

Este es un factor importante cuando la potencia de la central ha sido adaptada al caudal del río y donde existen embalses de agua, mientras que en el caso de haber exceso de agua o cuando no hay embalse o reservas de agua, el rendimiento de la turbina hidráulica, especialmente bajo cargas parciales, es de menor importancia.

9.2.5. El carácter progresivo o el rendimiento de la carga

La progresión de la carga influye en la elección de la potencia. Las grandes unidades resultan más económicas en un sistema de rápido crecimiento que en un sistema estático. En contra de las grandes unidades, en las centrales de carga creciente hay que evaluar el exceso de carga financiera causado por el exceso de potencia instalada durante los períodos en que se dispone de sobrante de potencia.

9.2.6. La tensión del generador

La tensión depende de la carga a suministrar, de la distancia de la misma y la tensión del sistema a que está conectado, pero puede estar limitada por la potencia de la propia unidad.

Los generadores de corriente alterna pueden tener la misma tensión que la red o una tensión distinta, según sea la longitud de las líneas de transmisión y la economía que resulte de la interposición de transformadores. Los pequeños generadores de corriente alterna que suministran energía a una distancia del orden de un centenar de metros, producen la corriente a 120 ó 240 ó 120/208 sistema tetrafilar y en algunas fabricas a 440 voltios.

Los generadores de pocos megavatios, que suministran corriente dentro de un radio de pocos kilómetros producen la energía a 2300 ó a 4000 voltios. Para grandes distancias y potencias mayores se construyen normalmente sobre tensiones de 13.800 voltios, aunque algunas centrales existentes poseen unidades de tensión intermedias como 6.600, 7.800, u 11000 voltios.

9.2.7. Las características del generador

Deben ser adecuados a las necesidades de la carga y a las de la máquina motriz. Si se desea marchar en paralelo con otras unidades sobre unas barras colectoras, las características del generador y de la máquina motriz existente tiene que ser estudiadas por el fabricante, para asegurar un funcionamiento adecuado.

Las cargas con variaciones rápidas o muy amplias, o cuando el par de la máquina es pulsante, puede exigir construcciones especiales. Las máquinas con un factor de potencia anormal, especialmente capacitivo o con cargas desequilibradas o monofásicas, requiere normalmente características especiales.

El generador debe ser construido de manera que pueda resistir cualquier exceso de velocidad que pueda presentarse. Dicho exceso de velocidad es del orden del 85 % hasta el 100 % para generadores accionados por turbinas hidráulicas, y del 25 % para los generadores accionados por motores de combustión interna y 20 % para unidades movidas por vapor. El menor margen de exceso de velocidad es admisible en estos últimos casos, debido a que las máquinas motrices están normalmente equipadas con dispositivos de exceso de velocidad de acción rápida, además del control de regulación. La inercia del agua en las unidades hidráulicas es tal que no es posible cortar repentinamente la admisión del agua.

9.2.8. Velocidad

Se admiten una amplia gama de velocidades para acomodarse al sistema motriz. Si bien las velocidades anormales bajas aumentan las dimensiones y el costo de las máquinas, mientras que las velocidades excesivamente altas acrecientan el costo y las dificultades de conmutación.

Sin embargo, ahora se suministran turbo alternadores de 3600 v/min. con sus excitatrices directamente acoplados o accionados por medio de engranajes.

9.2.9. Excitación

La mayoría de generadores de corriente continua son de autoexcitación y pueden ser de excitación en derivación o compuesta (compound). Este último se utiliza para centrales industriales, en los cuales se requiere mantener una buena tensión, pero sin una regulación muy exacta y sin dedicarle una supervisión constante.

9.2.10. La capacidad de sobre carga

La sobre carga en los generadores de corriente continua está limitada por la temperatura de la máquina en cuanto a la sobrecarga permanente, y por la conmutación, en cuanto a las sobre cargas instantáneas. Los límites de conmutación

son del 200 % de la potencia nominal, para generadores de servicio intermitente, y de 150 % de la potencia nominal para generadores construidos para trabajos permanentes. Las sobrecargas instantáneas que sobrepasen los límites que anteceden, pueden necesitar disposiciones especiales o máquinas más potentes.

9.2.11. Cargas fluctuantes

Estas cargas tienen que ser estudiadas para determinar la carga fija equivalente que produciría el mismo calentamiento, teniendo en cuenta que las pérdidas en el cobre del inducido varían con el cuadrado de la intensidad. Las fluctuaciones rápidas y amplias de la carga o de la velocidad afectan la conmutación y pueden requerir disposiciones especiales .

A una máquina moderna se le puede aplicar bruscamente la plena carga o retirarla , sin que se produzca un chispeo exagerado en el colector y sin mover las escobillas.

9.2.12. Caída de tensión o regulación

La caída de tensión de un alternador depende no solo del tipo de máquina, sino también del factor de potencia de la carga y es grande en comparación con la de un generador de corriente continua. La regulación puede variar entre el 5 y 15 % , cuando el factor de potencia de la carga es igual a uno, y llegar hasta 15 y 30 % o más si el factor de potencia de la carga es de 0.8 inductivo.

Generalmente se prevé una regulación de tensión permanente, sea manual o automática. Se puede disminuir la caída de tensión construyendo el alternador para una recatara sincrónica más baja, pero esta condición aumenta el costo de la máquina y aumenta la intensidad de las corrientes al corto circuito, por lo que dichas máquinas resultan, por lo general, poco convenientes.

9.2.13. Reactancia

Esta debe tenerse en cuenta al determinar las características de los alternadores. Los tipos más usuales de este fenómeno son:

- La reactancia sincrónica directa que sirve para determinar la intensidad de las corrientes permanentes de cortocircuito trifásico.
- La reactancia subtransitoria directa, que sirve para determinar la intensidad instantánea simétrica de corto circuito trifásico.
- La reactancia homopolar sirve para determinar la intensidad de corto circuito monofásico entre fase y neutro. Su valor depende mucho del paso del arrollamiento.
- La reactancia inversa de orden de sucesión inverso o

negativo, que varia de 8 al 21 % en turbo alternadores y del 20 al 40 % en alternadores salientes. Los valores que anteceden son típicos para máquinas de 60 hz.

9.2.14. Intensidades de corto circuito

Estas intensidades suministrados por los alternadores disminuyen rápidamente al valor determinado por la impedancia sincrónica y la excitación, pero los valores iniciales, que determinan los esfuerzos mecánicos en los arrollamientos, en las barras colectoras de las centrales y en las conexiones son elevadas.

En grandes centrales es usual instalar reactancias en los terminales de los generadores, con el fin no solo de reducir la intensidad total de las corrientes de corto circuito, sino también para aminorar los esfuerzos en los arrollamientos del generador. Puede ser conveniente instalar reactancias o resistencias de reducido valor en el neutro de los generadores de baja reactancia homopolar, en caso de usarse el neutro del generador para la puesta a tierra del sistema.

9.2.15. Estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico, es aquella cualidad

del sistema o de una parte del mismo que le permite desarrollar entre los elementos fuerzas tendientes a conservar el sincronismo iguales o mayores que las fuerzas de perturbación. por esta razón existen en cada generador y motor de un sistema un problema de equilibrio entre las fuerzas mecánicas que se ejercen en los ejes de las máquinas y las fuerzas eléctricas que se desarrollan en sus arrollamientos.

9.2.16. Sincronización

Conviene tener cuidado al conectar un alternador a un circuito, con tensión, asegurandose que la rotación de las fases, la velocidad y la tensión del generador y del circuito son iguales y que se hallan en fase. Un generador puede ser sincronizado por medio de una lampara conectada, donde se apaga en el momento de sincronismo, o cuando la lampara alcanza su máximo brillo o mejor aún por medio de un sincronoscopio que presta una indicación mucho más precisa de la posición relativa de la fase que la que se puede obtener por medio de lamparas.

10. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Introducción

La mayor parte de la potencia eléctrica del mundo se produce en grandes plantas de energía, hidráulica o de vapor, que contienen turbinas de agua o de vapor, generadores trifásicos y transformadores, que generalmente se encuentran muy alejados de los centros de consumo y que igualmente requieren estar unidas entre sí, con el fin de garantizar continuidad en el servicio y flexibilidad en la distribución. Esto se logra por medio de las líneas de transmisión de energía eléctrica que son los eslabones entre las centrales generadoras y las redes de distribución y se encargan del transporte de la energía eléctrica a elevadas tensiones de voltaje, lo suficientemente alto como para un transporte económico.

La situación de la central hidroeléctrica está condicionada por la existencia del salto de agua; la elección del emplazamiento de centrales térmicas que emplean

combustibles fósiles o nucleares es más flexible. Las centrales térmicas que emplean combustible fósil generalmente se reparten por la red de manera que la planta generadora esté próxima a uno de los grandes centros de consumo. En las plantas hidroeléctricas se requieren líneas de transmisión largas desde las plantas de generación hasta los centros de consumo.

Una línea de transmisión tiene cuatro parámetros que influyen en su aptitud para llenar su función como componente de una red eléctrica. Estos parámetros son resistencia, inductancia, capacidad y conductancia.

Cuando una corriente circula por un circuito eléctrico, los campos magnético y eléctrico que se forman permiten explicar las características del circuito. En la figura 10.1 se representa una línea bifilar abierta y los campos magnéticos

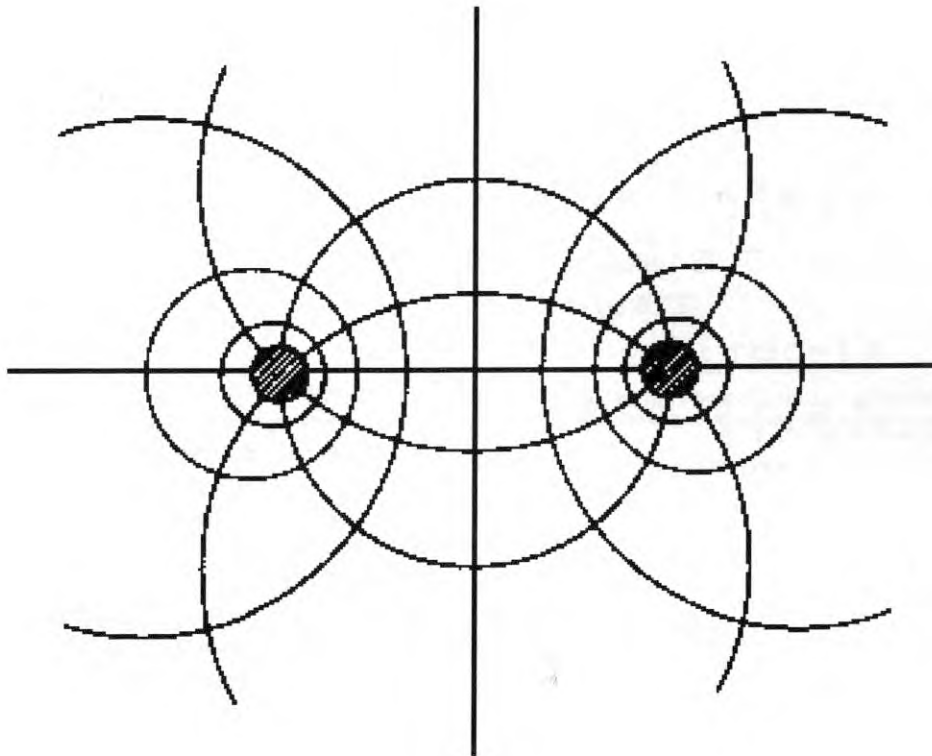


Figura 10.1 Campos magnético y eléctrico en una línea bifilar.

y eléctricos asociados a ella. Las líneas de flujo magnético forman anillos cerrados que rodean a cada conductor; las líneas del campo eléctrico nacen en las cargas positivas, sobre un conductor, y van a pasar a las cargas negativas, sobre el otro. Toda variación de la corriente que pasa por los conductores producen una variación en el número de las líneas de flujo magnético que atraviesan el circuito. Por otra parte, cualquier variación de éste genera una f.e.m. inducida, por la variación del flujo. La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la f.e.m. inducida, por la variación del flujo, con la velocidad de variación de la corriente.

Existe la capacitancia entre los conductores, y es la carga sobre los conductores por unidad de diferencia de potencia entre ellos.

La resistencia y la conductancia uniformemente distribuidas a la carga de la línea forman la impedancia serie. La conductancia y la capacitancia que existe entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor a neutro de una línea trifásica forman la admitancia paralelo.

10.1 Características de las líneas

Las características de los conductores son las siguientes: resistencia (R), que se mide en ohmios por kilometro, inductancia (L), medidos en henrios por kilometro, capacidad (C) expresada en faradios por kilometro, perditancia (G), que se mide en mhos por kilometro, así:

10.1.1. Resistencia (R)

La resistencia del conductor al paso de la corriente cuando la distribución de la corriente en el conductor sea uniforme. La resistencia a la corriente continua viene dada por la ecuación:

$$R = \rho \cdot l / A \quad (\Omega , \text{ohmios})$$

donde:

ρ = resistividad del conductor, ohmio . metro

l = longitud, metros

A = área de la sección transversal, metros cuadrados

Para tener el valor verdadero valor de la resistencia , hay que referirla a la temperatura de trabajo por la fórmula:

$$R_t = R_o (1 + \alpha \cdot T)$$

donde:

R_o = resistencia del conductor a 0°C

T = temperatura del conductor en $^\circ\text{C}$

α = coeficiente de temperatura, que vale 0,0039

para

el cobre y 0,0004 para el aluminio-acero

En las tablas de las casas productoras vienen indicadas las resistencias kilométricas a la temperatura de 20°C .

La resistencia eléctrica efectiva de los conductores es la causa principal de la pérdida de energía en las líneas de transporte, cuando se conoce la potencia y la corriente que circula esta dada por:

$$R = P_c / I^2 \quad (\text{ohmios})$$

donde:

R = resistencia eléctrica del conductor, Ω

P_c = pérdida de potencia en un conductor, vatios o $\text{amp}^2 \cdot \Omega$

I = corriente eficaz del conductor, amperios

En el sistema de unidades inglesas, l esta en pies, A en circular mils (cmil), y ρ en ohmios- circular mils / pie. Un circular mils (cmil) es el área de un círculo que tiene un diámetro de un mil. Un mil es igual a 10 pulgadas. El área de la sección transversal de un conductor cilíndrico sólido es igual al cuadrado del diámetro del conductor expresado en mils. El número de circular mils multiplicado por $(\pi / 4)$ es igual al número de mils cuadrados.

10.1.2. Inductancia (L)

El coeficiente de inducción de un conductor perteneciente a una línea trifásica y cuyos conductores están dispuestos en los vértices de un triángulo equilátero, que se puede determinar por medio de la fórmula:

$$L = (4.605 \times \log (a / n) + 0.5) \cdot 10^{-4} \text{ henrios / km.}$$

donde:

a = distancia entre conductores, m

n = radio del conductor, m

10.1.3. Capacidad (C)

De acuerdo con la fórmula de Fischer - Hinnen:

$$C = (0.024 / (Zl + \log (D / n))) \mu \text{ faradios / km.}$$

10.1.4. Perditancia (g)

El aislamiento que depende también del estado de humedad de la atmósfera, puede considerarse despreciable. Los aisladores no dejan pasar a través de ellos, por conductividad, más que una pequeñísima corriente y sólo pueden estimarse pérdidas de alguna consideración las producidas por efluvios (efectos corona), y es la inversa de la conductividad. Si R_a es la resistencia de aislamiento, se tiene que $R_a = V / I$; pues bien, g es la inversa, es decir I / V y por tanto la corriente que pasa a través de los aisladores valdrá: $g \cdot V$

$= (I/V) \cdot V = Y$. Por lo tanto, la perditancia que esta en fase con la tensión, no suele tenerse en cuenta en el cálculo eléctrico de las líneas.

10.1.5. Impedancia (Z)

La impedancia como es sabido tiene por valor:

$$Z = \sqrt{r^2 + w^2 \cdot l^2}$$

es decir, es igual a la raíz cuadrada de la suma de los dos cuadrados, el de la resistencia y el de la reactancia $w \cdot l$. Los vectores de ambos valores están retrasados entre sí 90° y por ello su valor representado en cantidades complejas es:

$$z = r + j \cdot w \cdot l$$

El coeficiente de inducción, cuando se trata de un solo circuito trifásico, se considera en todos los casos como si

los conductores estuvieran colocados en los vértices de un triángulo equilátero cuyo lado fuese:

$$D = (A \cdot B \cdot C)^{1/3}$$

siendo A, B, y C las distancias entre conductores.

10.1.6. Admitancia (y)

Su valor viene expresado por la fórmula siguiente:

$$y = (g^2 + w^2 \cdot c^2)^{1/3} \quad \text{mhos (siemens)}$$

en la que g es la permitancia y $w \cdot c$ la susceptancia. En el cálculo de c no se tiene en cuenta la influencia del suelo ni la del cable o cables de tierra, pero a pesar de ello la fórmula indicada anteriormente da resultados suficientemente exactos para las necesidades prácticas. El valor de la admitancia kilométrica se representa en cantidades imaginarias por:

$$y = g + j w c \quad \text{mhos} = j w c \quad \text{mhos (siemens)}$$

10.1.7. Transposición de los conductores

Según lo expresado y por la situación de los conductores en los apoyos, tanto el coeficiente de inducción como el de

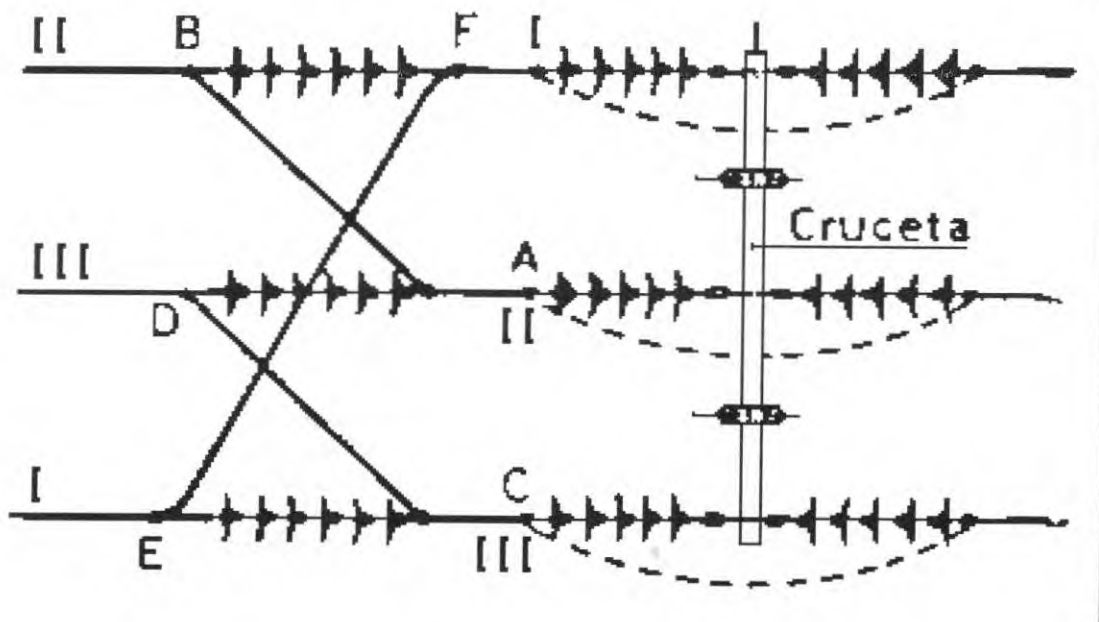


Fig.10.2 Esquema de la transposición de los conductores en un apoyo de pórtico con los tres conductores en un plano horizontal. Las líneas interrumpidas representan los bucles que unen los extremos de los venus contiguos

capacidad no son iguales para todos los conductores; por consiguiente no puede existir simetría eléctrica en los mismos y para conseguir ésta de un modo bastante aproximado es necesario recurrir a la transposición de cada una de las fases de la línea con relación al conjunto de todos los elementos que puedan afectarles: terreno, arboles, construcciones, etc.

Para las líneas de un solo circuito, situados los conductores en el poste al tresbolillo, y bastará efectuar la inversión de aquellos sobre la ménsula del apoyo elegido para realizar la rotación.

Si se trata de una línea de un solo circuito, pero dispuestos los conductores en un plano horizontal, bastará colocar cadenas de amarre en los conductores y situadas antes del poste en el que se ha de efectuar la rotación de las fases, de acuerdo a la Figura 10.2.

Figura 10.2. Esquema de la transposición de los conductores en un apoyo de pórtico, con los tres conductores en un plano horizontal. Las líneas interrumpidas representan los bucles que unen los extremos de los vanos contiguos.

Los puentes para la transposición son A-B, C-D, y E-F. Este último, por su mayor longitud va provisto de contrapesos que aminoran sensiblemente la oscilación del mismo.

En las líneas de dos circuitos que llevan los conductores montados en tres planos horizontales, si se emplean cadenas de amarre en los apoyos de rotación no será necesario el empleo de postes especiales.

Lo importante es que la distancia entre los bucles de unión y los conductores y la de aquellos a la masa, sea suficiente, pues en caso de no quedar aseguradas las distancias convenientes sería necesario el empleo de apoyos especiales.

10.1.8. Efecto corona

Puesto que el aire no es un aislante perfecto, los hilos desnudos, tendidos en él y sometidos a tensión elevada, dan lugar a pérdidas de energía, las cuales aumentan con la tensión y dependen asimismo de la distancia entre conductores y de su diámetro. Cuanto menores son estas últimas dimensiones, mayores son las pérdidas por efecto corona.

Hay que distinguir la tensión crítica disruptiva y la tensión crítica visual, donde la primera produce pérdidas de energía importante cuando la tensión llega al valor crítico, puesto que entonces se rompe el dieléctrico que es el aire. hasta tanto no se alcanza dicho valor crítico, las pérdidas a que da origen el fenómeno son poco importantes.

La tensión crítica visual, que es menor que la disruptiva y que se produce con el aumento de voltaje en la línea es causa de que aparezca una luminiscencia alrededor de los conductores.

Algunos fenómenos atmosféricos modifican la tensión disruptiva. Así, por ejemplo, la niebla y el granizo rebajan el valor de dicha tensión, y lo mismo ocurre con los humos procedentes de las fábricas; pero la reducción mayor se obtiene cuando se producen nevadas.

El viento y la humedad del ambiente no tienen mayor influencia. Sin embargo, queda rebajada la tensión crítica visual cuando el conductor está mojado.

10.1.9. Tensión crítica disruptiva

Hay que considerar los dos casos, con buen y mal tiempo. La fórmula de Peek es la siguiente:

$$U_c = m_c \cdot \delta \cdot 21,1 \cdot r_1 \cdot \log n D / r_1$$

donde:

$$U_c = \text{tensión eficaz simple. kv}$$

m_c = coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor, que vale 1 para los hilos rígidamente circulares, 0.98 a 0.93 para los hilos comerciales y 0.87 a 0.83 para los cables

$2r_1$ = diámetro del cable, cm. ; D = distancia entre conductores, cm.

δ = densidad del aire = $(3,926 \cdot H / (273 + \theta))$, en cuya expresión H es la presión atmosférica en cm. de mercurio y θ la temperatura del aire en °C.

10.2 Parámetros de las líneas de transmisión

La caída de tensión producida por el paso de la corriente a lo largo de un conductor debe permanecer dentro de unos límites tolerados por las reglamentaciones existentes, de tal forma que los conductores tengan aquellas secciones apropiadas, y de este modo se podría realizar un suministro de energía en perfectas condiciones de regularidad.

Igualmente hay que tener en cuenta que al circular la corriente por los hilos de un conductor, se produce un calentamiento debido a la transformación en calor de la energía perdida a causa de la resistencia ohmica de los conductores, siendo por ellos necesario determinar la temperatura que alcanzarán y hacer que ésta permanezca dentro de ciertos límites para

que no se produzcan calentamientos anormales, que pudieran destruir los aislamientos de que van provistos o modificarán sus condiciones físicas.

Es de vital importancia tener presente también la resistencia mecánica de la red, calculando los diversos elementos que la integran para que, en su instalación, existan las debidas condiciones de seguridad para personas y cosas y no se produzcan averías que traerían consigo la suspensión del servicio.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto se deduce que al establecer un sistema bien sea de transmisión o de distribución de energía eléctrica, debe efectuarse en primer lugar el cálculo eléctrico para determinar las pérdidas de tensión y la densidad de corriente en los conductores, valores ambos que deben permanecer dentro de los establecidos por los reglamentos sobre instalaciones eléctricas correspondientes, y una vez conocidas las secciones respectivas de las líneas, se procederá al cálculo de la resistencia mecánica de los conductores y de sus apoyos.

10.2.1 Pérdida de tensión en los conductores

En las líneas de corriente alterna intervienen en la pérdida de tensión, además de la resistencia ohmica de los conductores, la inductancia y la capacidad de los mismos, si bien esta última, por razón de la poca extensión de las líneas en las redes distribuidoras, ejercen muy poca influencia. La inductancia por el contrario, modifica sensiblemente la caída de voltaje, y por ello debe tenerse en cuenta en el cálculo de la sección de los conductores.

En corriente alterna, se produce también el fenómeno conocido por efecto kelvin, en virtud del cual la resistencia de un conductor recorrido por esta corriente presenta mayor valor que cuando por él circula corriente continua. El hecho es debido a los efectos de inducción producidos en la masa del conductor, que da origen a una resistencia aparente y que depende de las características del conductor y de las características de la corriente que por él circula. El valor de la resistencia de un conductor recorrido por corriente alterna y cuando se trata de metales no magnéticos, puede calcularse por medio de la formula:

$$R_A = R (1 + 7.5 \cdot f^2 \cdot d^4 \cdot 10^{-7}) \text{ ohmios}$$

donde:

- R = resistencia del conductor, ohmios
- f = frecuencia de la corriente, hz
- d = diámetro del conductor, cm.

10.2.2 Tipos de conductores

En los primeros tiempos de la transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero

los conductores de aluminio han reemplazado completamente a los de cobre debido al menor costo y al peso ligero de un conductor de aluminio comparado con uno de la misma resistencia. El hecho de que un conductor de aluminio tenga un mayor diámetro que un conductor de cobre de la misma resistencia es también una ventaja. Con un mayor diámetro las líneas de flujo eléctrico originadas sobre el conductor estarán más apartadas en la superficie de este para una misma tensión. Esto significa un menor gradiente de tensión en la superficie del conductor y menor tendencia a ionizar el aire a su alrededor. La ionización produce un efecto indeseable llamado corona.

Los símbolos que identifican diferentes tipos de conductores de aluminio son los siguientes:

ACC	conductor de aluminio
AAAC	conductor de aluminio con aleación
ACSR	conductor de aluminio con refuerzo de acero
ACAR	conductor de aluminio con refuerzo de aleación

Los AAAC tienen mayor resistencia a la tensión que los conductores eléctricos de aluminio de tipo ordinario. ACSR consiste de un núcleo central de alambre de acero rodeado por capas de alambre de aluminio. ACAR tiene un núcleo central de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio tipo especial.

Las capas de alambre de un conductor trenzado son enrolladas en direcciones opuestas a fin de prevenir desenrollados y hacer que el radio externo de una capa coincida con el radio interno de la siguiente.

El trenzado proporciona flexibilidad con grandes secciones transversales. El número de alambres depende del de capas y de que aquellos sean del mismo diámetro. El número total de ellos en cables trenzados concéntricamente, en los que el espacio anular está ocupado por alambre de diámetro uniforme es de 7, 19, 37, 61, 91 e incluso más.

Según las normas de construcción de redes aéreas de distribución urbana de la Empresa de Energía eléctrica de Bogotá, para los circuitos aéreos de 34.5 KV y 11.4 ó 13.2 kv los conductores deben ser ACSR.

En los circuitos urbanos industriales de 34.5 KV, el conductor de ACSR de utilización óptima es de 2 / 0 AWG, pero se podrá utilizar conductores de ACSR 4 / 0 AWG ó 266.8 MCM dependiendo del diseño del circuito.

Los circuitos principales de 11.4 KV deben construirse en ACSR calibre 4 / 0 AWG pero los ramales pueden construirse en calibres desde 1 a 2 / 0 AWG, de acuerdo con el diseño. Norma: LA 710.

Los conductores de los circuitos aéreos secundarios urbanos son de aluminio aislados a 600 voltios en PVC ó PE (termoplástico o termoestable) 75 °C de color negro, paraq las fases, y de aluminio desnudo para el neutro. Norma ICONTEC 1099. Los calibres utilizados son 4/0, 2/0, 1 y 4 AWG.

El conductor de control múltiple de alumbrado público es de aluminio calibre No. 4 AWG aislado a 600 voltios. Norma: LA 711.

10.3 Trazado de la línea

El trazado de la línea contemplará las siguientes actividades:

- Ubicar los puntos tanto de salida como de llegada.
 - Determinar el recorrido final que tendrá la línea.
 - Determinar los parámetros de diseño como: longitud, cambios de dirección, cambios de cotas, condiciones climáticas, etc. a los que estará sometida en su recorrido.
- Para lograrlo se debe contar con:
- Mayor información cartográfica posible, tal como: Cartas nacionales, planos catastrales, etc. a la menor escala posible.
 - Elaborar un plano ubicando los datos relevantes obtenidos

de la información cartográfica, tales como accidentes geográficos, caminos , carreteras, líneas telefónicas, otras líneas eléctricas y ubicar la subestación elevadora y el centro o centros de carga.

- Preseleccionar un trazo sobre el plano elaborado , uniendo los puntos de partida y de llegada con la línea más corta posible, tratando de evitar los accidentes geográficos de difícil paso o acceso y aprovechando las ventajas del terreno, así como caminos, linderos de propiedades, etc.

- Verificación del trazado, mediante un recorrido de campo en el cual se pueda determinar la posibilidad real de que la línea se construya por la ruta predeterminada; así mismo, ver algunas alternativas de recorrido que no se hayan podido apreciar a nivel de planos y cartas. Establecido por el trazado definitivo, se efectúa el levantamiento topográfico de las rutas y se ubicarán y marcarán en el terreno, con pintura, estacas u otras señales permanentes los puntos principales, de la línea, tales como cambios de dirección, puntos relevantes, así como una ubicación preliminar de los postes, para lo cual se consideraran los vanos respectivos.

- Elaboración de los planos, en planta y elevación, y obtención de los siguientes datos para el diseño: esquema eléctrico, potencias, longitud de la línea, estimación del número de postes, y su ubicación, así como las características

11. EVALUACIÓN DE COSTOS Y PRESUPUESTO

La evaluación para el costo directo total de las obras que compromete los proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se obtiene con base el calculo de las cantidades de obra , y los precios unitarios, se pueden utilizar los sugeridos por la revista Construdata.

Las cantidades de obra se obtienen a partir del levantamiento topográfico y los planos de diseño.

La evaluación de costos incluye:

- Precios unitarios de los diferentes elementos considerados para la construcción de la P.C.H.
- Cantidades de obra para los diferentes elementos considerados.
- Programación de obra considerando los capítulos que involucran el proyecto y un periodo para cada uno, teniendo en cuenta un periodo de construcción .
- Cuadro resumen de costo para cada capitulo y la incidencia de cada uno con respecto al costo directo total.
- Gráfico de barras en los que se expresa la incidencia del capitulo con respecto al costo total directo.

Al elaborar los precios unitarios para los diferentes ítems, se deben considerar las tarifas de alquiler de equipo de ACIC para maquinaria menor, para los proyectos se debe concebir el uso en forma intensiva la mano de obra local. Se deben tener en cuenta los precios de las materiales de construcción en el sitio del proyecto, así como los de mano de obra calificada y no calificada.

Debido a la ubicación de los proyectos, el transporte hasta los sitios tiene una influencia importante en los precios unitarios, por lo que se incrementan los costos de algunos materiales y de los combustibles en tonelada transportada hasta el sitio del proyecto.

Los costos de los equipos se deben analizar con base en precios de equipos similares cotizados recientemente, actualizados , con base en nociones de precios de equipos de generación hidroeléctrica en los Estados Unidos, representados por el US Bureau of Reclamation y las nociones de la tasa de cambio , así como algunas investigaciones realizadas a fabricantes.

Los valores de precios unitarios de construcción de líneas de transmisión se pueden estimar a partir de valores para líneas de transmisión de 13.2 kv ó 34.5 kv., en postería de concreto o madera realizados por entidades del subsector eléctrico.

Los costos se incrementará para tener en cuenta imprevistos del proyecto, costos de ingeniería y administración de la firma ejecutora en los siguientes porcentajes :

-	Imprevistos de obras civiles	15%
-	A.I.U.	20%
-	IVA	16%

De acuerdo a la experiencia desarrollada en los últimos años del Grupo HIDROENERGÍA, ha hallado una composición de los costos hidroenergeticos (5-500 Kw) a pequeña escala así:

Costo obra civil:	50%
Costo equipo electromecánico:	50%

Los equipos electromecánicos que se pretenda fabricar nacionalmente, deben tener los siguientes costos específicos para competir con los fabricados internacionales:

Turbina:	US\$ 250/kw
Generador:	US\$ 400/kw
Regulador:	US\$ 250/kw
Bases y transmisión	US\$ 100/kw
Total	US\$ 1.000/kw

Esta composición de los componentes de los equipos electromecánico, es válida según la experiencia de HIDROENERGÍA desde 100 Kw A 500 Kw. De 100 Kw hacia potencias menores el costo se aproxima a US\$2.000/ Kw y de 500 Kw hasta 2000 Kw, el costo especifico tiende hacia los US\$ 500/Kw, tal como se muestra en la figura 11.1

Tanto el grupo de HIDROENERGÍA de Barranquilla como la Fundación para el desarrollo de tecnologías Apropiadas han realizado esfuerzos para producir Picocentrales y microcentrales a precios de US\$ 1.000/Kw.

11.1 Cantidades de obra

las cantidades de obra se calculan en base a los planos topográficos y los planos.

11.2 Presupuesto del proyecto

En el presupuesto se deben organizar los capítulos teniendo

TABLA 11.1 COSTOS PARA OBRAS CIVILES		Vr.Total [\\$]
ITEM		
1.0	PRELIMINARES	2,394,401.64
2.0	PRESA REBOSADERO BOCATOMA DESVIACION (1 ETAPA)	5,766,084.75
3.0	PRESA REBOSADERO BOCATOMA DESVIACION (2 ETAPA)	17,289,874.36
4.0	PRESA DE GRAVEDAD Y MURO DE CONTENCIÓN	25,192,309.37
5.0	BOCATOMA	721,109.79
6.0	CAJA DE TRANSICIÓN	1,133,488.49
7.0	CANAL DE CONDUCCIÓN (BOCATOMA - DESARENADOR)	3,307,240.57
8.0	DESARENADOR	19,615,033.80
9.0	CANAL DE CONDUCCIÓN	27,167,878.17
10.0	CAJA DE TRANSICIÓN	331,502.68
11.0	TUBERIA DE CONDUCCIÓN	34,122,011.02
12.0	TANQUE DE CARGA	9,315,926.50
13.0	TUBERIA DE CARGA	26,555,895.50
14.0	CASA DE MAQUINAS	17,359,094.37
15.0	CANAL DE RESTITUCIÓN	1,956,506.89
TOTAL		192,228,357.91
A.I.U. 20%		+ 38,445,671.58
I.V.A. 14%		+ 26,911,970.11
VALOR TOTAL OBRAS CIVILES		257,585,999.60

en cuenta las obras civiles y los equipos electromecánicos, como un ejemplo se presenta el costo estimado para la ejecución del proyecto, de la minicentral de San Lucas, realizado por el INEA que es de \$ 417,585,999.60 de los cuales \$ 257,585,999.60 corresponden a la obra civil, \$140,700,000.00 al montaje electromecánico y \$19,300,000.00 para la parte de redes. Estudio realizado en 1994.

Los costos para la parte civil se discriminan así:

11.3 Cronogramas de construcción

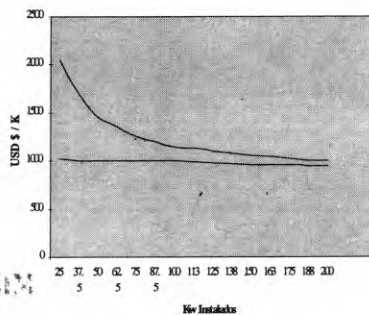
Los cronogramas de construcción son muy importantes tanto en el diseño como en la ejecución de PCH, para

microcentrales hidroeléctricas del orden de 3-15 Kw el tiempo de construcción ha sido de 6 meses en el caso de minicentrales es variable entre 1.5 a 2 años. En el Plan ICCEL 1994-1996 se tiene prevista la construcción de las PCH de Bahía Solano, Mitu, La Macarena y San Pedro cada una de ellas en un período de dos años.

11.4 Costos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia

En la tabla 11.1 se presenta un resumen de costos en US\$/Kw, donde se puede observar la variación según su potencia, esta variación según su potencia.

FIGURANo. 11.1
COSTO ESPECIFICO PARA EQUIPO ELECTROMECANICO PCH



Los costos para las partes electromecánica y de redes son los siguientes:

TABLA 11.2 COSTOS PARA EQUIPO ELECTROMECHANICO Y REDES			
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR [\\$]
I. EQUIPO CENTRAL			
1. TURBINA (TURBINA - REGULADOR)	U	1	38,000,000
2. GENERADOR	U	1	62,000,000
3. VALVULA	U	1	1,700,000
4. REPUESTOS	GLOBAL	GLOBAL	8,000,000
5. HERRAMIENTAS	GLOBAL	GLOBAL	4,000,000
6. EQUIPO DE PATIO	GLOBAL	GLOBAL	9,000,000
TRANSFORMADOR			
PARARRAYOS			
CORTACIRCUITOS			
7. MONTAJES Y PRUEBAS	GLOBAL	GLOBAL	18,000,000
		SUBTOTAL	140,700,000
II. LÍNEA DE TRANSMISIÓN 13.2 kV			
LONGITUD	km	0.7	9,400,000
III. REDES DE DISTRIBUCIÓN			
LONGITUD	km	0.68	9,900,000
		SUBTOTAL	19,300,000
TOTAL PARTE ELECTROMECHANICA Y REDES¹			160,000,000

12. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

12.1 Introducción

La toma de decisión en cuanto a sí se debe o no ejecutar un proyecto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas debe estar sustentada con el análisis económico y financiero. En el presente capítulo se presentan conceptos y metodologías propuestas para realizar el análisis económico y financiero.

En efecto se han dado hechos concretos que determinan el resultado de una gran gestión en cuanto a los mecanismos y métodos de evaluación de proyectos en campos de la vida organizacional de las entidades del país.

Cabe anotar que un proyecto de inversión económicamente es una fuente de costos y beneficios, enfoque que permite identificarlos y medirlos para así determinar si es conveniente o no su ejecución.

Con el desarrollo de este capítulo se hace factible aprender y profundizar conceptos claves que se necesitan para plantear políticas, planes, programas y proyectos en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

Esta guía para el análisis económico y financiero en proyectos de inversión para el abastecimiento de energía, es el instrumento que pretende contribuir a una mejor orientación en el campo de la toma de decisiones de carácter técnico-económico.

Es pertinente anotar al respecto que el informe que se presenta a continuación plantea definiciones básicas que determinan el análisis económico, financiero y se estudia la alternativa que genere mayor rentabilidad.

12.2 Objetivos

1.- Aplicación de los conceptos que ayudan a evaluar la ejecución y dirección de los proyectos en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

2.- Determinar cual de los métodos de evaluación es el más conveniente en la toma de decisiones de alternativas de proyectos planteados.

12.3 Análisis económico y financiero en proyectos de inversión para el abastecimiento de energía en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)

Partiendo de la importancia que tiene la Dirección, Planificación, Ejecución y Control de Proyectos es relevante el tema de la energía, para lo cual es indispensable realizar el análisis económico y financiero para determinar la

ejecución o no de los proyectos.

Por la escasez de los recursos energéticos a nivel mundial; para el país es uno de los principales puntos de desarrollo en cuanto al uso racional de la energía, ya que de no serlo el país se enfrentaría próximamente a racionamientos inevitables de energía.

La estructura conceptual del tema radica en aspectos importantes como la obtención y la preparación de datos como requisito indispensable para el análisis beneficio/costo, cálculo de la rentabilidad de inversiones, es decir registrar lo más íntegramente posible todos los gastos y los ingresos que surgen en relación con las inversiones planteadas; además hace referencia a los conceptos básicos para el análisis de un proyecto en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH como son:

- TASA DE DESCUENTO: Es la tasa de interés para actualizar las hojas de egresos e ingresos a un determinado punto en el tiempo, o para calcular los intereses asociados al capital promedio fijo durante la vida útil del proyecto.

- TASA GENERAL DE INFLACIÓN / TASA DE INTERÉS REAL: En la mayoría de los cálculos de rentabilidad se parte del supuesto de que los precios actuales seguirán vigentes, en el futuro, es decir, se mantienen constantes. Normalmente, los intereses del mercado están fijados de modo que no solo comprenden una retribución por el capital prestado (en muchos casos con un recargo por el riesgo), sino también una compensación por la pérdida del poder adquisitivo producida en el período considerado por la inflación.

- TASA DE INFLACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA: En todos los casos no siempre los ingresos o egresos siguen exactamente el ritmo de la tasa general de inflación, se acostumbra, considerar por separado la evolución de los precios en el sector de la energía para el cálculo de rentabilidad de proyectos de inversión con un fuerte componente energético.

- VIDA ÚTIL DE LA PLANTA: Es un parámetro extraordinariamente importante para el análisis económico y financiero y cálculo de la rentabilidad de un proyecto de inversión es la posible vida útil de los sistemas técnicos, construcciones y otras instalaciones que concurren en él; es por este motivo que hay que estudiar, en el marco de un análisis de sensibilidad, cuál sería la rentabilidad de las inversiones, suponiendo diferentes alternativas de la vida útil.

- **GASTOS DE INVERSIÓN:** Este es un parámetro fundamental para todos los métodos del cálculo de rentabilidad de proyectos de energía y uso racional de energía es el volumen de las inversiones necesarias.

- **VALOR RESIDUAL DE LA PLANTA / VALOR DE LIQUIDACIÓN:**

Para el cálculo exacto de las ventajas que ofrece una inversión siempre es necesario considerar el valor residual de la planta, después de haber transcurrido un determinado período de vida útil.

gastos de inversión (unidades monetaria) x Vida útil residual
(en años) $V/\text{residual} = \text{Vida técnica total (en años)}$

- **COSTOS:** Los costos se subdividen en dos grupos:
Costos de Inversión:

a. Activo Fijo:

Obras Civiles

- Bocatoma

- Canal de conducción

- Desarenador

- Cámara de carga

- Cimentación de tubería forzada

- Casa de máquinas

- Canal de descarga

- Obras complementarias

Maquinaria y equipo electromecánico

- Tubería forzada

- Turbina y regulador

- Generador y accesorios

- Sub-estación de salida

- Línea de transmisión (red primaria)

- Sub-estación de distribución

Montaje e instalación de maquinaria y equipo electromecánico.

- Instalación de maquinaria y equipo electromecánico

- Instalación de redes y sub-estaciones

- Fletes de transporte

- Otros.

b. Activo intangible

- Estudios de pre-inversión

- Asesoría técnica y supervisión

- Intereses durante la construcción

- Gastos generales

c. Capital de trabajo.

- **COSTOS DE PERSONAL:** Los costos del personal técnico y administrativo pueden representar una parte considerable de los costos corrientes totales de un proyecto de inversión, es recomendable efectuar en primera medida un registro muy exacto del personal necesario, diferenciando cantidad, nivel de calificación y período de servicio.

- **COSTOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN:** Por su naturaleza misma, es muy difícil estimar los gastos inherentes al mantenimiento y reparación de las instalaciones, por no ser previsibles las necesidades de

reparación de una planta instalada hay que examinar si el personal propio de la planta o el usuario mismo pueden realizar los trabajos de mantenimiento y reparación, y, en caso positivo en que medida.

Estos costos se dividen en:

a. Costos de Operación:

- Gastos de Personal

- Lubricantes y Grasas

- Equipo e implementos de seguridad

- Materiales de oficina

- Gastos misceláneos.

b. Costos de Mantenimiento

- Materiales y repuestos de generación

- Transformación y transmisión

- Herramientas

- Otros.

- **COSTO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS:** Hay que tener en cuenta la adquisición, el transporte, la carga y descarga de la planta y la eliminación de los residuos que generan costos que no pueden ser ignorados en el cálculo del rentabilidad.

MATERIALES AUXILIARES: Hay que examinar y evaluar con exactitud el consumo previsible de materiales auxiliares tales como: grasa, aceite, agua etc.

- **GASTOS DE ADMINISTRACIÓN:** Tienen que ser considerados en la investigación de rentabilidad, en los proyectos de esta magnitud hay que estudiar si se incurrirá en gastos por concepto de alquiler de oficina, teléfono, material de oficina y similares, estimando su posible monto.

- **IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES:** Se tiene en cuenta para proyectos de inversión de gran envergadura dirigidos a lograr utilidades.

OTROS GASTOS: Aquí se registran los gastos de tecnología o aquellos específicos del país de referencia.

BENEFICIO:

Se consideran dos ítems: Ingreso por venta de energía y valor residual.

INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA:

Es un ingreso anual que se produce desde la entrada en servicio de la PCH hasta el fin de su vida útil u horizonte del proyecto.

Se determina a partir de la energía que se venderá cada año, según lo previsto en el estudio de mercado; y de una tarifa por kWh que pagarán los usuarios.

Considerando que:

Bn: Ingresos por venta de energía, en el año n

En: Energía vendida durante el año n, en kW/hr

T : Tarifa de venta de energía, (kW/hr)

Los ingresos pueden estimarse con la ecuación:

$$B_n = E_n \cdot t$$

VALOR RESIDUAL:

Es el valor de los bienes, en el último año de la vida útil del proyecto.

Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante su uso en el proyecto, la cual se determina teniendo en cuenta el

criterio de tiempo de vida útil.

INGRESOS DEL PROYECTO DE INVERSIÓN: Según la finalidad de las inversiones vinculadas a la producción de energía, se obtienen los siguientes ingresos:

1. Los procedentes del suministro de energía a terceros.
2. Los procedentes del ahorro de energía comercial
3. Los procedentes de la comercialización o uso propio de bienes, cuya producción es incrementada o, en su defecto, solamente es realizable con el uso de energía.

Por la gran importancia que revisten los futuros ingresos para la rentabilidad de un proyecto de inversión, especialmente de aquellos intensivos en capital.

- **OTROS INGRESOS:** Se registran los posibles ingresos derivados de las condiciones específicas de la tecnología utilizada o del país en que se localiza el proyecto.

- **SUBVENCIONES:** Es factible que el estado en cuestión conceda subvenciones para las inversiones destinadas al suministro de energía en regiones rurales aprovechando fuentes renovables de energía, o al ahorro de fuentes convencionales de energía.

- **INGRESOS CORRIENTES TOTALES :** es la suma de los ingresos del proyecto de inversión + otros ingresos + subvenciones.

- **RETORNOS BRUTOS:** Es decir, incluye las depreciaciones, es el resultado de los ingresos corrientes totales y los egresos corrientes totales.

- **DEPRECIACIONES:** Representan las devoluciones periódicas de los activos fijos de un proyecto, estas depreciaciones no influyen sobre los retornos corrientes del período, pero sí sobre las utilidades representados por el saldo entre retorno bruto y depreciación.

UTILIDADES: La primera cuestión de importancia en relación a la ventaja de un proyecto de inversión en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH, es el crédito del capital total comprometido, independiente de su origen. Las utilidades del inversionista privado se obtienen restando simplemente de este valor el crédito del capital ajeno.

12.4 Métodos para el cálculo de la rentabilidad:

Se clasifican en:

I. Estáticos

II. Dinámicos: Consideran las diferencias del valor de los pagos según su fecha de vencimiento; todos los pagos vinculados a una inversión se actualizan a un punto determinado en el tiempo. Ofrecen mejores resultados que los estáticos, porque consideran el factor tiempo en la evaluación de los pagos vinculados a una inversión.

12.4.1. Métodos estáticos para el cálculo de rentabilidad:

1. **Cálculo Comparativo de Costos:** Tiene la finalidad de identificar la planta cuya situación de costos es la más favorable, mediante la comparación de los costos de dos o más alternativas de inversión para la producción de un determinado volumen de un bien.

Con este método no es posible comparar la rentabilidad de alternativas de inversión en sectores heterogéneos.

2. **Método de comparación de anualidades de gastos (Estático)**

Consiste en transformar los gastos de inversión durante la vida del proyecto en pagos anuales (anualidades de magnitud constante)^w

El costo total anual de una planta se calcula de acuerdo a la fórmula siguiente:

$ANC = CC + (I_0 - L) \cdot Fr(i, T) + L \cdot i$
CC = Costos Corrientes,
I₀ = Inversión Inicial, L = Valor de liquidación, Fr = Factor de Recuperación i = Tasa de descuento, T = Vida útil del proyecto.

La anualidad de los gastos determina, los gastos totales anuales previstos para una inversión y, si se dividen estos costos por el número de unidades de trabajo producidos (Ejm. kwh/a), expresan también los costos por unidad de trabajo.

3. **Cálculo de la rentabilidad (Estático) « return-on-investment » (Roi).** Aquí se cumple el criterio de la ventaja absoluta, cuando el índice de rentabilidad obtenido es igual o mayor que la rentabilidad mínima exigida; al aplicarse este método debe tenerse en cuenta que el interés mínimo a exigir del capital invertido, como criterio de apreciación de la ventaja absoluta que ofrece un proyecto, debe ser claramente superior a la tasa de descuento (i), que refleja las tasas de interés efectivamente aplicable en un proyecto. También se utiliza para determinar la alternativa más favorable entre dos o más posibilidades de inversión.

4. **Cálculo del período estático de amortización :** El objetivo es determinar el momento en que el capital utilizado para una inversión habrá sido recuperado por medio de los retornos anuales.

El punto de amortización, o el fin del período de amortización, se alcanza cuando la suma de los gastos y entradas... vinculadas con la inversión alcanza por primera vez el valor cero.

Posibilidades para calcular el punto de amortización:

1. **Método acumulativo:** Consiste en sumar acumulativamente los gastos de capital y los retornos brutos anuales hasta que la suma arroje el valor cero, o bien un valor positivo si el punto de amortización se alcanza en el transcurso de un ejercicio calculable.

2. **El método de promedios:** se puede aplicar sólo cuando ya se ha calculado el promedio de los retornos brutos anuales, o bien se puede suponer que esto está bien representado por el retorno bruto del primer año. Para calcular este método se determina el período de amortización (n) relacionando el capital invertido con los retornos brutos anuales.

Capital Invertido n = promedio de retornos brutos anuales.

La duración del período de amortización permite destacar el riesgo económico inherente a una inversión con miras al factor de incertidumbre que implica el desarrollo futuro.

12.4.2. Métodos dinámicos para el cálculo de la rentabilidad

1. Método del valor actual del capital: El valor que se asigna en el presente, es decir, antes de comenzar el proyecto de inversión o antes de poner en marcha la planta ($T=0$), a un pago pasado o futuro, es designado como valor actual y se calcula mediante la acumulación o descuento de intereses. El valor neto actual de una inversión en la fecha $T=0$ resulta de la suma de los valores actuales a dicha fecha de todas las entradas y salida vinculadas con una inversión.

Al aplicar el método del valor actual, una inversión puede considerarse absolutamente ventajosa solo si su valor actual es por lo menos igual a cero. Si es mayor que 1, significa que para la tasa de descuento i , los beneficios son mayores que los costos; es decir el proyecto se debe realizar sólo si la relación de beneficios a costos es mayor que la unidad.

Un valor actual negativo indica que no se obtendrá el rédito mínimo deseado para el capital invertido. Un valor actual mayor que cero significa, por el contrario, que el interés obtenido es superior a la tasa de descuento, por lo que la inversión será tanto más ventajosa, cuanto más alto sea su valor actual.

2. Método de la tasa interna de retorno (TIR): Puede ser considerado como una forma especial del método del valor actual, hay que determinar la tasa de descuentos que produce un valor actual cero; y expresa el interés obtenible por el capital que dicha inversión inmoviliza.

Al aplicar el método de la tasa interna de retorno, una inversión se considera absolutamente ventajosa cuando la TIR es igual o mayor que la tasa de descuentos i , es decir, cuando se asegura por lo menos al interés mínimo exigido.

3. Método de anualidades: La finalidad es transformar todos los pagos netos vinculados o un proyecto de inversión, en una serie de pagos anuales de igual monto.

Aplicando el método de anualidades una inversión se considera absolutamente ventajosa cuando su anualidad no es negativa ($VAN > 0$).

4. Método de Comparación de Anualidades de Gastos (Dinámicos)

Sirve para evaluar la ventaja relativa del proyecto de inversión similares, con base en la comparación de costos por un año o unidad

de trabajo. Consiste en identificar la planta que trabaja a menores costos, como resultado de la comparación de los costos de dos o mas proyectos alternativos para la fabricación de una determinada cantidad de productos y resulta de la suma de: la anualidad de gastos corrientes; la anualidad de los gastos de inversión deducido el valor de liquidación y el interés anual sobre el valor de liquidación.

5. Cálculos Dinámicos de Amortización: Si compara el valor de los abonos y pagos cuyos vencimientos difieren en el tiempo, por medio de la actualización de los retornos anuales.

12.4.3 Problema de la inflación en el cálculo de la rentabilidad de proyectos de inversión.

Es necesario modificar la base de datos, revalorizando cada uno de los egresos e ingresos anuales por medio de factores que contemplen lo correspondiente a la tasa de inflación esperada, luego se calcula el valor actualizado de los pagos netos anuales, con ayuda de los factores de descuento, que se basan en la tasa de interés anual del mercado para capital externo o propio invertido, pero no en el interés real como tasa de descuento.

El valor actual del proyecto de inversión es igual a la suma de los valores actualizados de los pagos netos acumulados.

12.5 Análisis de sensibilidad:

Tiene la finalidad de ser un instrumento que permite investigar los efectos que sobre el proyecto tendrían algunos cambios en las premisas establecidas sobre costos e ingresos y cuantificar las consecuencias económicas de una variación inesperada, pero posible, de parámetros importantes:

En lo referente al grado de sensibilidad se obtiene la siguiente jerarquización:

- Energía suministrada
- Precio de venta
- Tasa de descuento
- Gastos de inversión
- Vida útil
- Costos de mantenimiento y de reparación
- Costos de personal
- Costos de administración

Es importante tener en cuenta que siempre hay que partir de una necesidad para luego empezar a realizar el estudio de la mejor opción que se tenga de los proyectos y la forma de satisfacerla con los recursos disponibles y que son los que sirven para tomar las decisiones sobre la inversión que va a producir unos niveles de satisfacción para obtener por último el beneficio deseado y siempre aplicar este diagrama:

N E D S B

N = Necesidad, E = Estudio, D = Demanda, S = Satisfacción, B = Beneficio

12.6 Aspectos claves de la gestión.

- En la Dirección y Control de Proyectos, las opciones « de alternativas » amplían considerablemente el margen de decisiones sobre formas racionales y apropiadas para elegir el proyecto más ventajoso.

- Como conservar a largo plazo las fuentes nacionales y

utilizadas observando los criterios de protección ecológica y conservado del medio ambiente.

- En virtud a la gran proporción que tienen los costos totales

de operación y producción de un proyecto, el componente de gran importancia es el análisis económico, financiero y estudio de la rentabilidad.

13.
**INVESTIGACION SOBRE EL DIAGNOSTICO Y PROPUESTAS
PARA UNA PENETRACION DE LAS PCH
EN EL BALANCE ENERGETICO NACIONAL**

13.1 INTRODUCCION

En este capítulo se identificarán las principales líneas de acción y mecanismos institucionales requeridos para lograr una mayor participación de PCH en el balance energético nacional, ya sea, en el abastecimiento a zonas aisladas o marginadas que no cuentan con servicio de energía o que cuentan con un servicio deficiente o ineficiente, o como apoyo al sistema eléctrico interconectado.

Su planteamiento se formula a partir de un análisis del estado de desarrollo y evolución histórica de las PCH, de los requerimientos potenciales de energía, y de las posibilidades y limitaciones de estos aprovechamientos a pequeña escala, disponibilidad del recurso, del conocimiento y de la tecnología, y grado de competitividad financiera, económica y ambiental.

A raíz de la crisis energética de 1973, se produce en el mundo un gran interés orientado hacia la búsqueda de tecnologías para el aprovechamiento de fuentes más abundantes, entre ellas las PCH, lo que condujo a una sobreestimación de las posibilidades de sustitución de fuentes convencionales por fuentes no convencionales. Igualmente, las características de los desarrollos alcanzados, hicieron pensar en altos niveles de penetración e impacto sobre el desarrollo de zonas rurales. Sin embargo, la desaceleración del crecimiento de los precios del petróleo frente a los niveles esperados y el desarrollo de nuevas técnicas de ahorro redujeron relativamente la atención dedicada a estos temas, impidiendo el cumplimiento de las expectativas trazadas.

El país no ha sido ajeno a estas tendencias. Desde mediados de la década del setenta se constituyeron numerosos grupos de investigación, muy pocos de los cuales han logrado consolidarse y producir resultados contundentes.

De la misma manera, el Gobierno Nacional, con el apoyo de la cooperación técnica internacional, emprendió diferentes acciones para incrementar la participación de las PCH en sus planes de expansión ver capítulo 1.

Por lo anteriormente expuesto, no sería razonable esperar un desarrollo significativo de la capacidad de fabricación y comercialización de estos sistemas a nivel nacional. Sin embargo, su amplia difusión a nivel mundial, permite afirmar que, con algunos ajustes, revisión de criterios de diseño, homologación de equipos, capacitación y entrenamiento, el país podrá disponer de los conocimientos, y la tecnología, metodología y equipamientos requeridos para el desarrollo de las PCH.

13.2 Barreras que impiden y factores que pueden incrementar la construcción de PCH en Colombia.

¿Siendo las PCH una excelente alternativa para el suministro

de energía, cuáles son las barreras que han impedido su penetración en el país? Además de los limitantes anteriormente mencionados, los factores que han determinado la baja productividad en el campo de las PCH, hacen referencia a:

- Altos costos de inversión inicial y por kW resultantes de:
 - . Ausencia de planes masivos que impiden estandarización del diseño y equipos.
 - . Sobredimensionamiento en los criterios de diseño y en las especificaciones de equipos.
 - . Ausencia de proyectos de uso múltiple del agua.
- Estrechez de la canasta de energéticos considerada en los planes de expansión del sector eléctrico que desconoce opciones descentralizadas de suministro de energía.
- Existencia de subsidios en favor de la inversión inicial y la aplicación de esquemas convencionales de suministro de energía, como es la extensión de redes.
- Inoperancia administrativa y debilidad financiera de las empresas de energía para adelantar sus propios proyectos.
- Inexistencia de políticas de largo plazo que faciliten la continuidad de las acciones emprendidas.
- Escasa preocupación efectiva del Gobierno por el desarrollo integral de zonas aisladas y marginadas. Algunos factores podrían modificar el escenario actual de desarrollo para este tipo de fuentes, influyendo en forma positiva en la superación de limitaciones que aún subsisten:
 - La reciente preocupación por incrementar el grado de sostenibilidad del desarrollo, basado en disminución de efectos nocivos sobre el ambiente y agotamiento de hidrocarburos, garantiza un nuevo apoyo al crecimiento de la actividad en este campo y por lo tanto, una mayor dinámica del cambio técnico, con la consecuente reducción de costos.
 - Los procesos de descentralización administrativa posibilitan una mayor autonomía de los municipios y de las regiones en la prestación de servicios públicos, como el suministro de energía, lo cual favorecerá la realización de proyectos de menor escala que utilicen fuentes locales.
 - La búsqueda de eficiencia y competitividad, conducirá a una reducción progresiva de subsidios y permitirá la vinculación del capital privado en la generación de energía, muy seguramente en proyectos de mediana y pequeña escala.
 - La fragilidad y escasa flexibilidad de un sistema eléctrico basado en el desarrollo, casi exclusivo, de grandes y costosos proyectos hidroeléctricos, evidenciada por recientes acontecimientos.
 - La experiencia acumulada en más de una década

de estudios y proyectos permitirá dimensionar con mayor realismo las verdaderas posibilidades de contribución de las fuentes no convencionales, de las PCH en nuestro caso, al desarrollo económico y social del país.

Un factor que favorecerá la construcción de PCH en el país es la posibilidad de generación privada de energía con alternativa de intercambio de excedentes y respaldo a la red , como ejemplo se puede citar la Empresa de Energía de Tulua, que en este año termino la PCH de Riofrio II y actualmente realiza los estudios de repotenciación de Riofrio I.

Las anteriores consideraciones constituyen la base para el diseño de líneas de acción y proyectos propuestos, los cuales hacen referencia al manejo y desarrollo de los recursos hídricos, al abastecimiento y uso de la hidroenergía, y al conocimiento y tecnología requeridos para adelantar un programa de PCH.

En la actualidad, de un total de 1.500 MW que pueden ser abastecidos por medio de sistemas descentralizados de energía, en el caso de las PCH, sería posible adicionar al sistema eléctrico nacional, en los próximos años, hasta 500 MW , al 5% de la capacidad nominal futura del país, con un costo entre mil y mil quinientos millones de dólares, en programas de nuevas instalaciones, ampliación y mejora del servicio, sustitución de plantas diesel y recuperación y ampliación de plantas existentes.

Al finalizar el capitulo se revisan aspectos de gestión - operativa, estratégica y normativa- críticos para el desarrollo de la PCH, entendiendo, la planificación como un proceso de organización para el desarrollo, que exige la conformación de las capacidades institucionales necesarias para actuar en forma coordinada hacia el logro de objetivos.

13.3.-Reflexiones para mejorar en ingeniería y construcción de PCH.

En el periódico El Tiempo del Lunes 29 de Mayo de 1995 apareció una crítica del Banco Mundial a la Ingeniería Colombiana. El subtítular rezaba : “ El organismo denuncia deficiencia en los diseños de vías y en el uso de los materiales por parte de los ingenieros colombianos, sostiene que el estado no ha sido capaz de controlar los sobrecostos de las obras “ .

Algunas interpretaciones de la Ley 80, en relación con la Licitación de los estudios no parecen favorecer la calidad de la Ingeniería . Además se ven casos discriminatorios en relación con la adjudicación de estudios y diseños según mecanismos de poder de las firmas consultoras. Con frecuencia las firmas consultoras aceptan realizar la ingeniería a precios que no se compadecen con la calidad de los ingenieros nacionales .

¿ Deberán ser el Estado y el Subsector Eléctrico los responsables del fin de la Ingeniería Nacional o de su deterioro o más bien de promoverla como lo hace el Japón ?.

Estas reflexiones tienen como propósito contribuir a

identificar escollos que puedan afectar la eficiencia en el desarrollo del Plan de las PCH. en Colombia .

Se pueden identificar varios escollos :

- * La contratación de la Ingeniería y la construcción.
- * La formación de los profesionales en PCH.
- * El Know - How .

13.4.- La contratación de la ingeniería y la construcción .

En la selección de la consultoría es posible asignar el mínimo peso al valor de los trabajos y el máximo al elenco de profesionales y la metodología. En las licitaciones no es obligatorio adjudicar el trabajo a quién ofrece el menor precio .

Las entidades del estado deben trabajar de forma más profunda , detallada y rigurosa , los presupuestos oficiales .

Algunos organismos del Estado han ensayado la figura de la Gerencia de proyectos con excelentes resultados.

La Gerencia de Proyecto consiste en la utilización efectiva de los recursos humanos y materiales, por delegación del propietario del proyecto, hacia la planificación, el diseño, la organización, la coordinación y el control de la construcción física de la obra .

13.5.- La formación de profesionales en PCH

La Ingeniería de consulta hace el puente entre la Universidad y los organismos que adelantan planes, programas y proyectos de PCH.

En el momento el KNOW-HOW, parece residir en las compañías consultoras y los organismos del Estado . Sin embargo es necesario que se desarrollen programas de enseñanza de la Ingeniería y construcción de PCH. para Ingenieros Civiles, Agrícolas, Agrónomos, Electricistas y Mecánicos

13.6 .- “ EL Know - How

La tecnología e Ingeniería para el diseño y construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas , existe pero aparece dispersa y con aplicaciones generales y dirigida a otras situaciones y países diferentes de Colombia .

Es necesario desarrollar las siguientes guías y manuales :

- * Manual de etapas de PCH., que constituye una guía para la elaboración de los estudios.
- * Manual de establecimiento de planes, programas y proyectos de PCH. Se trata de actualizar un trabajo desarrollado para OLADE y ONUDI por varios Ingenieros Latinoamericanos.
- * Manual de dimensionamiento de estructuras civiles y equipos electromecánicos de PCH. Se trata de establecer criterios y procedimientos de acuerdo con el manual de etapas.
- * Manual de diseño preliminar para la etapa de factibilidad.

- * Manual de diseño y cálculo de estructuras civiles y especificaciones de equipos electromecánicos para la elaboración de planos de licitación. Puede hacerse con base en trabajos ya desarrollados por OLADE y BID.
- * Manual de Gerencia de proyectos. Recoge los más modernos métodos desarrollados en el mundo para economizar tiempo y recursos desde la etapa de preparación de los planos de licitación.
- * Manual de interventoría de construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Este manual contendrá el marco general en el que se debe desarrollar la interventoría, su alcance, su dinámica, sus funciones en el concepto de Gerencia de proyecto, así como su sistema de información.

13.7.- La normatividad ambiental

El proceso que sigue el Ministerio del Medio Ambiente, es muy dinámico y la circulación de la información se da cada dos meses en las sesiones del CASEC (Comité Ambiental del Sector Eléctrico).

En estas condiciones es conveniente ganar tiempo mediante la inscripción del proyecto desde la etapa de reconocimiento. Es muy conveniente elaborar términos de referencia detallados para el plan de manejo ambiental, así como para el diagnóstico ambiental de alternativas, el estudio de impacto ambiental, la interventoría ambiental y la auditoría ambiental.

Los impactos ambientales se previenen desde la etapa de concepción o reconocimiento de los proyectos.

13.8 La concepción del proyecto de PCH

La concepción de los diseños de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en Colombia obedece con frecuencia a modelos reducidos de lo que tecnológicamente se maneja en el campo de las medianas o grandes hidroeléctricas (potencias instaladas de más de 10 MW).

Su concepción clásica debe aplicarse a aquellas PCH que estén dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Sin embargo para PCH en zonas aisladas y deprimidas, económicamente se debe pensar en el mejor aprovechamiento de los materiales existentes y de la mano de obra disponible.

En el mapa 3 se observa el estado actual del SIN, en el mapa 1 se puede observar que las PCH construidas coinciden con la zona del SIN y en el mapa 2 se muestra el estado de diseños actuales cuya política es buscar alternativas en zonas no interconectadas, algunos diseños se encuentran concentrados en el Departamento del Choco.

Salvo en casos excepcionales las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas no deben contemplar por ahora, en el estado de la tecnología actual de la transmisión y de sus costos, líneas de voltajes superiores a 34.5 KV, salvo excepciones motivadas por razones como la presencia del estado en las fronteras.

Esto quiere decir que la búsqueda de los sitios promisorios en la franja de 1.000 a 10.000 KW, debe circunscribirse al área de un círculo con radio de aproximadamente 50 Km, con centro en la comunidad más populosa por servir.

Las de potencias inferiores a 1.000 KW deben estar más cerca y podría hablarse de un círculo con radio de 15 KM y pensarse en una línea de transmisión de 13.5 KV.

Los proyectos más atractivos desde el punto de vista de los costos deben contemplar saltos de 100 m o más.

Una PCH de 1000 KW que podría abastecer en principio a una comunidad entre 5000 y 10.000 habitantes según la dotación, con un salto de 100 m. implica un caudal de 1 m³/S; si se considera éste como mínimo diario y se admite un módulo de 10 l/s / km², se está hablando de una cuenca de 100 km², por tal motivo se deben estudiar cuencas hidrográficas de tal magnitud en condiciones similares.

Las PCH en zonas no interconectadas deben proyectarse con equipos electromecánicos de series estandarizadas.

Deben tenerse en cuenta principalmente las turbinas de acción, pelton o Michel - Banki, que cubren un amplio rango de caudales y caídas y son fáciles de reparar y mantener; además sus curvas típicas de rendimiento aseguran elevadas eficiencias con reducciones considerables de caudal, sobre todo en las Michel- Banki.

En cuanto a estructuras hidráulicas deben evitarse las presas, salvo que sean muy económicas, tipo gaviones; canales de más de 5 Km, en principio no revestidos, comienzan a encarecer el proyecto; la tubería de presión, sobre todo en acero, debe ser tan corta como sea posible; debe procurarse la concentración del tanque de presión, la almenara y el desarenador en una única estructura; en la casa de máquinas y en otras estructuras deben usarse construcciones prefabricadas siempre que esto sea posible.

Además la concepción y el diseño de las PCH. deben estar fundamentados en la intensidad de la mano de obra y la utilización óptima de los materiales existentes en la región.

El hecho de que se apliquen o no estos criterios que hacen más baratas las PCH. permite saber si se está proponiendo un proyecto adecuado o no.

13.9.- Los estudios hidrológicos

El debate entre los métodos determinísticos y estocásticos en la hidrología continúa. Los resultados hasta ahora apuntan hacia una complementariedad.

En pocos casos se encuentran estaciones de mediciones de caudales; son más numerosos los casos de cuencas alejadas de los centros urbanos que disponen de estaciones pluviométricas; son también muy escasos los pluviógrafos. Los trabajos de Arévalo, Cortés, González y Machado en una tesis para optar al título de magister en recursos hidráulicos en la Universidad Nacional, sede Bogotá, defendida por el Ingeniero Francisco Arévalo Castellanos, mostraron que con series de cinco años de duración, los errores cometidos en los cálculos de las energías firme y

promedia no son significativos.

El profesor Carlos González, de Ingeniería Agrícola de la Universidad Nacional, sede Bogotá, ha desarrollado y aplicado métodos robustos de análisis regional.

Además donde no existen datos pueden utilizarse los trabajos de hidrología regional desarrollados por el estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), inventario de recursos hidroeléctricos (IRH).

Sin embargo la mejor alternativa parece consistir en la aplicación de modelos determinísticos tipo Mero (balance hídrico), en los que se hacen mediciones de caudales mediante una mira, con tres lecturas diarias, con por lo menos dos campañas de aforos, en estiaje y en creciente, siempre que existan mediciones de un año de lluvias mediante un pluviógrafo. La economía de estas operaciones por contrato o convenio con el IDEAM parece evidente.

Este período del año hidrológico debe tenerse en cuenta para la programación y duración de los estudios. La etapa de reconocimiento prefactibilidad debe comenzar después de que han comenzado las mediciones hidrológicas.

13.10.- Los sistemas de información geográfica

Es necesario que se realice un estudio que muestre el estado del arte de los sistemas de información geográfica y sus costos para saber si se pueden aplicar económicamente en las regiones carentes de cartografía obtenida por procesos aerofotogramétricos y de fotointerpretación.

13.11.- Reflexiones sobre la geotecnia

La geomorfología dinámica es un elemento muy poco utilizado en los trabajos de ingeniería y bien vale la pena hacerlo. Esta puede dar indicaciones valiosas desde las etapas de reconocimiento prefactibilidad en los aspectos de fundaciones, materiales de construcción, drenaje y factores del escurrimiento.

No debe olvidarse por otra parte que los métodos geofísicos sólo dan resultados útiles en la medida en que son correlacionados con perforaciones.

De la misma forma no debe olvidarse que las medidas puntuales de caudales sólidos y líquidos sólo son útiles si se enmarcan en un programa de mediciones de un año hidrológico completo por lo menos y respaldados por métodos de hidrología regional.

13.12 Requerimientos de energía que pueden ser abastecidos por medio de PCH.

Las PCH podrán lograr una mayor participación en el balance energético nacional, ya sea, mediante su participación en el abastecimiento a zonas aisladas o marginadas que no cuentan con servicio de energía o que cuentan con un servicio deficiente o ineficiente, o a través del desarrollo de proyectos de apoyo al sistema eléctrico interconectado. Con el objeto de determinar el espectro de

necesidades que pueden ser cubiertas con esta fuente, en este capítulo, se analizarán cada una de estas posibilidades.

13.12.1 Abastecimiento de zonas aisladas o marginadas.

La ausencia de una oferta energética suficiente, es una de las barreras estructurales tradicionalmente ligadas al acceso limitado de técnicas modernas de producción y al mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural. Se plantea, entonces, en la toma de decisiones, la escogencia de fuentes energéticas y de tecnologías que hagan uso eficiente de los recursos locales, los cuales, en la mayoría de los casos, se inscriben en la categoría de renovables.

- Zonas sin servicio de energía.

De acuerdo con la información recogida en el Censo de población realizado en 1.985, el 78.2% de las viviendas contaba en ese año con servicio de energía, de las cuales el 65.7% se ubica en la cabecera de las localidades encuestadas, y el 12.5%, pertenece a conglomerados rurales. Dicho de otra manera, en 1.985, la cobertura en el sector urbano era de 94.8% y en el sector rural de 40.8%.

De conservarse esta demanda potencial, qué proporción del millón de Kw podría suplirse con PCH? Con la escasa información existente sobre reconocimientos a pequeña escala y con los altos costos en que se han estimado los proyectos nacionales es muy aventurado arriesgar alguna cifra. Lo más conveniente sería, probablemente, establecer una meta indicativa; por ejemplo, el 30% de los requerimientos a nivel rural serían abastecidos mediante proyectos de minicentrales o pequeñas centrales hidroeléctricas, si se crearan las condiciones mínimas para que esto fuera posible.

- Zonas con servicio deficiente de energía.

Bajo esta categoría se pueden agrupar los requerimientos de energía derivados de programas de ampliación de instalaciones existentes, tendientes a mejorar las condiciones de prestación del servicio a aquellos usuarios, ubicados en zonas aisladas que cuenten con un suministro inferior a sus necesidades. Para esto deberá establecerse consideraciones sobre criterios mínimos de calidad y confiabilidad en la prestación del servicio y sobre factores de capacidad instalada por suscriptor y horas de disponibilidad del servicio deseables para diferentes grupos homogéneos, conformados según características regionales y poblacionales.

- Zonas con servicio ineficiente de energía.

Bajo esta categoría se agrupan los requerimientos de energía que se deriven de consideraciones de ineficiencia técnica, financiera, económica y ambiental en la prestación del servicio, desde el punto de vista de las empresas del sector y de la economía en su conjunto. En primera instancia correspondería a programas de sustitución de plantas diesel. La identificación, construcción y puesta en marcha de un programa como el propuesto, debería estar a cargo de las empresas del sector, de las administraciones regionales y locales, de la comunidad y de organizaciones como el PNR y el DRI. No es muy claro prever una significativa

participación del sector privado en este segmento del mercado, teniendo en cuenta el bajo poder adquisitivo de los habitantes en algunas de esas zonas. En cuanto a la operación de estos sistemas, se debería promover la conformación de empresas comunitarias de energía las cuales, de manera independiente o en asocio con empresas regionales de energía realicen la operación y mantenimiento de las plantas, recauden el servicio y administren los fondos.

13.12.2 Apoyo al sistema interconectado.

Con relación a las zonas urbanas, la participación de las fuentes renovables, por medio de sistemas conectados a la red eléctrica constituye una alternativa no despreciable. Según los documentos de soporte para el diseño de la estrategia energética en los Estados Unidos de América, la participación de las fuentes renovables puede ser de gran interés para aliviar problemas de agotamiento de los hidrocarburos y disminuir los impactos negativos sobre el medio ambiente. Entre las fuentes comerciales se ubica la hidroelectricidad como tecnología dominante, pero su tasa de crecimiento depende estrechamente de los obstáculos que sean removidos para propiciar su desarrollo. Adicionalmente, los recientes acontecimientos ocurridos a nivel nacional, e incluso latinoamericano, evidencian la inconveniencia de disponer de un sector eléctrico basado en el desarrollo casi exclusivo de grandes y costosos proyectos hidroeléctricos. Las PCH pueden contribuir a una mayor flexibilidad al sistema, tanto en los niveles de planificación de la expansión, diversificación de fuentes de recursos, apropiada distribución en el tiempo de costos financieros, menores tiempos de construcción, menor capacidad ociosa, como en los niveles de operación en ocasiones mejores factores de planta y de carga, a pesar de la variabilidad estacional del caudal en estos ríos.

Por estas razones, desarrollos hidroeléctricos conectados a la red, constituyen la segunda alternativa para ampliar la participación de las PCH. Para conseguirlo, se hace necesario una disminución en los costos de inversión para aumentar su grado de competitividad frente a opciones a mayor escala, reglamentar claramente factores concernientes a la participación del capital privado en el negocio de la generación de energía compra venta de energía, niveles tarifarios, segmentos del mercado y definir esquemas viables de interacción entre diferentes niveles e instancias institucionales.

A corto y mediano plazo, un programa de desarrollo de la PCH como apoyo al sistema interconectado, debería plantear como objetivo inicial la recuperación y ampliación de la capacidad instalada en el país.

13.12.3 Requerimientos totales a ser abastecidos con PCH.

De las consideraciones anteriores se concluye que, aunque la participación de las PCH en la oferta energética nacional

está sujeta a algunas restricciones, como se verá más adelante, si se diseñan líneas de acción que remuevan los obstáculos principales, se podría adicionar al sistema eléctrico nacional, en los próximos años, hasta 500 MW que equivalen al 5% de la capacidad nominal futura del país, con un costo entre mil y mil quinientos millones de dólares, en programas de nuevas instalaciones, ampliación y mejora del servicio, sustitución de plantas diesel y recuperación y ampliación de plantas existentes.

El ordenamiento de proyectos a ser ejecutados, dentro de un plan masivo de esta naturaleza, debería realizarse de acuerdo con criterios que busquen incrementar: el aprovechamiento del recurso, el beneficio social y económico, la utilización de la capacidad instalada y de la energía generada, la participación de la ingeniería y la industria nacional, el aporte del capital privado y la vinculación de la comunidad en la construcción, operación y mantenimiento.

13.13 Posibilidades y condicionantes para el desarrollo de las PCH.

La identificación de propuestas de líneas de acción que garanticen el cumplimiento de metas establecidas, como respuesta y contribución de las PCH a los objetivos de un Plan Energético Integral debe estar sustentada en un análisis de los principales condicionantes y posibilidades, según el estado de desarrollo en este campo.

El nivel y los términos de penetración de las fuentes renovables de energía son función de la disponibilidad del recurso y su incidencia sobre la calidad y confiabilidad del servicio, de la disponibilidad de tecnología probada, de su costo relativo frente a sistemas convencionales, de las condiciones de fabricación y redes de comercialización y mantenimiento, de su grado de vinculación a las actividades productivas, de la existencia de incentivos y regulaciones y de un marco institucional adecuado; en fin, de su conveniencia global desde el punto de vista económico, social y ambiental.

De esta manera, en este capítulo se hará referencia a los aspectos que pueden determinar el grado de participación de las PCH y condicionar el logro de las metas trazadas.

13.13.1 Reconocimiento de aprovechamientos de 5-5.000 KW.

Colombia es un país con abundantes recursos hídricos. Debido a su posición ecuatorial, es uno de los lugares más lluviosos de la tierra. Aunque las lluvias no se distribuyen en forma homogénea sobre el territorio nacional, todas las regiones geográficas cuentan con este recurso de manera estacional.

El potencial de las PCH no ha sido evaluado con precisión a nivel global en el país. Sin embargo, a partir de los resultados del Estudio del Sector de Energía Eléctrica -ESSE- que estimó en 1979, sobre el 80% de los ríos colombianos, un potencial instalable de 93.000 MW en proyectos de más de

100 MW, el Estudio Nacional de Energía concluyó preliminarmente, que para proyectos de mediana y pequeña escala el potencial instalable era alrededor de 25.000 MW. A partir de esta información, se distribuyó dicho potencial de la siguiente manera: 2.700 MW (11%) en la Costa Atlántica, 6.750 MW (27%) en la región del noroeste del país, 5.000 MW (20%) en la región del suroeste y en la región central y 5.500 (22%) en lo que correspondía a los Territorios Nacionales.

A nivel regional se han adelantado algunos reconocimientos que resulta oportuno mencionar:

- Igualmente, por medio de una tesis de grado en 1981, en la Facultad de Minas de Medellín se desarrolla una metodología para determinar el potencial hidroeléctrico del sur antioqueño para centrales de menos de 20 MW. Los proyectos «se ubican fundamentalmente por caída, calculando el potencial en el salto localizado, para un caudal del 90% del tiempo». En cuencas sin información directa el caudal se estima por métodos matemáticos de regionalización y regresión. Se identificaron 16 proyectos en el rango de 0-5.000 Kw, con una potencia instalable de 23.16 MW y energía generable de 185 GWh-año.

- Como ya se mencionó, para la región del Valle del Cauca, la CVC ha identificado alrededor de 100 pequeños aprovechamientos con un potencial aproximado de 17.000 Kw.

- En su plan de estudios de aprovechamientos a pequeña escala, además de la central del Chispero mencionada, la CHEC ha identificado la minicentral de La Paz con una potencia aprovechable de 400 Kw.

- PESENCA cuenta con un listado de posibles aprovechamientos a pequeña escala, suministrado por diferentes instituciones, a través del convenio con el CORPES.

- INEA con apoyo de las Universidades Nacional y Católica desde 1995, esta ejecutando el proyecto "Potencialidad Hídrica para Generación Hidroeléctrica a pequeña escala en zonas no interconectadas"

13.13.2 - Disponibilidad de recursos humanos, conocimientos y tecnologías.

En 1980, se reportaron siete universidades Valle, Pontificia Bolivariana, Tecnológica de Pereira, Nacional, Cauca, Industrial de Santander y Andes y el Centro las Gaviotas con programas agresivos de diseño y construcción de prototipos de turbinas Francis, Kaplan y Pelton, diseño de generadores y reguladores, desarrollo de metodologías para inventario y evaluación del comportamiento hidráulico, cursos de capacitación y gran número de tesis.

En 1982, dos universidades habían suspendido sus programas de investigación y desarrollo tecnológico - Universidades Tecnológica de Pereira y del Cauca.

En 1990, entre diecisiete entidades encuestadas se encontraron cinco actividades de I&D en hidroelectricidad a pequeña escala en otras tantas entidades.

Lo anterior pone en evidencia una fuerte disminución de la investigación y desarrollo en este campo debido, por un lado, al relativo grado de madurez alcanzado, lo que favorece actividades de comercialización, como se verá más adelante, y de otro, a la falta de dinamismo de este sector que no ha creado nuevos retos para la comunidad científica nuevas tecnologías de proceso, uso de materiales más modernos- y ha dificultado el avance hacia etapas de realización técnica y difusión de los resultados obtenidos.

- Recursos Humanos disponibles.

Hoy en día la formación básica en estos temas ha desaparecido progresivamente de los pensunes, dando paso a aspectos relativos al manejo de sistemas interconectados y su automatización. A nivel de pregrado y posgrado, subsisten programas en la Universidad del Valle, en la Universidad Nacional sede Bogotá y en la Facultad de Minas de la U. Nacional de Medellín. Esta última mantiene uno de los grupos más dinámicos y productivos en el campo de Aprovechamientos Hidráulicos, aunque su trabajo está más dirigido hacia aspectos de desarrollo de nuevas metodologías y herramientas aplicables al manejo integral de cuencas con objetivos múltiples. Recientemente, en esta última entidad se aprobó un programa doctoral en este campo de trabajo.

A nivel de técnicos, no debe olvidarse que para una correcta operación y mantenimiento de las unidades de aprovechamiento de las PCH, se requiere personal capacitado para evitar los problemas y costos que se derivan de una operación deficiente. Según Mercy de Montón, las principales dificultades que se presentan en la obra civil son: «falta de vigilancia en la bocatoma y de regulación de caudal en la misma; rejillas obstruidas; canales con derrumbes, con fugas o con secciones alteradas; compuertas sin engrase; tuberías de presión sin mantenimiento; conservación nula de la casa de máquinas; etc.» y con respecto al equipo electromecánico: «utilización innecesaria del mecanismo de parada automática de la turbina, poco cuidado en la vigilancia del correcto acoplamiento y alineamiento entre el generador y la turbina, cargas excesivas que ocasionan daños en el generador si la central es aislada, etc.».

- Equipos para el aprovechamiento de las PCH.

En esta sección se hará referencia básicamente a las turbinas, al generador y al regulador:

- Turbinas: Dependiendo de las condiciones topográficas que predominan en las diferentes regiones del país, las turbinas más utilizadas han sido la Pelton turbina de impulso, que opera en condiciones de extracción de altas cabezas (hasta 2.000 m), con eficiencias cercanas al 90% y la Francis turbina de reacción, utilizada para medianas y bajas caídas hasta 500 m), con eficiencias similares a las Pelton pero más complejas a causa del elemento convertidor de energía hidráulica y por consiguiente más costosas. Se han empleado también las turbinas Michell-Banki, máquinas de impulso para caídas medias (5-80 m), con eficiencias ligeramente inferiores a la Pelton pero de menor costo y mayores facilidades de fabricación. Opciones como turbinas Kaplan

y balsas generadoras para bajas caídas se han utilizado de manera puntual.

Otra posibilidad de utilizar energía hidráulica la constituyen las ruedas de agua, apropiadas para la obtención directa de energía mecánica.

La U. del Valle, además de preparar profesionales en este campo, lleva varios años diseñando turbinas Francis y Pelton. En 1990, la universidad estaba en proceso de homologar estas últimas para capacidades hasta de 20 Kw.

En la misma fecha, en Uniandes se realizaban trabajos en ensayos de bombas centrífugas operadas como turbinas, de las cuales se esperan buenas posibilidades de utilización. En 1988, la entidad finalizó el proyecto sobre balsas generadoras, con resultados poco halagadores respecto a la dificultad de obviar las obras civiles correspondientes. El dominio de esta tecnología sería de gran importancia para aprovechamientos en los Territorios Nacionales, en donde no existen caídas significativas.

Generadores y reguladores: En el diagnóstico sobre el estado de la I&D entregado a COLCIENCIAS en 1982, se señalaba la necesidad de incrementar la actividad en estos campos debido a su escaso nivel de desarrollo. Hoy en día, la situación no se ha modificado sustancialmente y los equipos que se emplean en el país han sido importados en su mayoría. Sin embargo, si la demanda se incrementara en forma sostenida no sería difícil obtener resultados favorables en procesos de industrialización.

La utilización de generadores de inducción auto excitados para la producción de PCH ofrece buenas perspectivas por sus bajos costos, sencillez, robustez y disponibilidad potencial. En la rehabilitación de Guacaica por ejemplo, la CHEC utilizó un generador asincrónico de 1.200 kVA. (pero con la condición que debe estar en la red).

En general, el equipamiento electromecánico de las unidades en operación se ha instalado con maquinaria importada, aunque en el país se han dado algunas iniciativas privadas en la fabricación y reparación de equipos y elementos para micro y minicentrales.

En síntesis, se puede afirmar que los conocimientos y la tecnología - metodologías, equipamientos- requerida para el desarrollo de las PCH se encuentra disponible a nivel local o puede ser adquirida si la demanda así lo exige.

No obstante, sería importante adelantar trabajos de revisión crítica de los diseños de las obras civiles y las especificaciones de los equipos, con el fin de reducir los sobredimensionamientos que puedan existir como producto de la reproducción de criterios, normas y factores de proyectos hidroeléctricos a gran escala. Igualmente, es indispensable desarrollar un sistema robusto para aprovechamientos de muy baja caída, como puede ser el caso de los Territorios Nacionales y continuar trabajando en las posibilidades de utilización de motores de inducción como generadores y de bombas como turbinas.

A nivel de nuevas investigaciones, se debería avanzar en campos como el diseño de sistemas de control y automatización de la operación, así como también, en las

posibilidades de utilización de nuevos materiales para la obra civil y las turbinas.

Debe resaltarse, la necesidad de revertir la tendencia decreciente del número de técnicos y profesionales formados en el campo de pequeñas centrales hidráulicas.

13.13.3 Capacidad nacional de fabricación, comercialización, instalación y mantenimiento.

Se puede afirmar que, a pesar de la baja demanda, la capacidad de fabricación de equipos y materiales empleados en los proyectos de microcentrales y minicentrales se ha venido consolidando. Para el suministro de equipos turbina, generador y regulador para proyectos de pequeñas centrales, se cuenta con representantes de firmas extranjeras, algunos de ellos con posibilidad de emprender programas de fabricación, si la demanda se incrementara en forma sostenida. Igualmente, se dispone de firmas con capacidad de realizar estudios completos de identificación de alternativas y de prestar servicios de asesoría en el diseño y construcción de proyectos de PCH. Actualmente existen fabricantes de turbinas como la firma Turbinas y servicios en Cali, Colturbinas en Barranquilla y Suplemellanos en Villavicencio están construyendo turbinas desde 0.5 Kw hasta 800 Kw y cuando las potencias son de mayor magnitud (800-5000 Kw) las construyen en consorcio, Colturbinas con Opdenbosh y Turbinas y Servicios con Mecánica pesada del Brasil y Gec Alsthom de Francia.

En la actualidad las especificaciones técnicas utilizadas por el sector eléctrico en los pliegos de licitación para la ejecución de proyectos en PCH, se rigen por las siguientes normas:

- . Normas ICONTEC para obras civiles e insumos eléctricos y mecánicos.
- . Normas del Ministerio de Obras para los diferentes tipos de adecuación de terrenos.
- . Normas del sector eléctrico para instalaciones y líneas de transmisión.
- . Normas internacionales adaptadas al medio colombiano para generadores, turbinas y reguladores.

En relación con homologación de fabricantes y equipos, la Universidad del Valle está en capacidad de trabajar con turbinas Pelton, Francis y Axiales hasta de 500 kW. La Empresa de Energía de Bogotá -EEB-, o el Instituto de Ciencias Nucleares Y energías Alternativas podrían asumir la responsabilidad de esta actividad en el marco del Comité del sector eléctrico para el estímulo y desarrollo de la industria nacional, coordinado por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA.

La realización de planes masivos de instalación de proyectos de PCH permitirá la homologación de equipos, lo cual favorecerá las posibilidades de producción de la industria nacional a precios competitivos.

De esta manera, enfatizando los niveles de formación y actualización de técnicos y profesionales se podría afirmar que el país está en capacidad de asumir de manera global el

desarrollo de planes masivos de PCH y de suministros individuales.

13.13.4 Incentivos para el desarrollo de las PCH.

El país ha carecido de una política de incentivos explícita y continuada para el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, o en su defecto, de orientaciones generales que permitan esperar mejores perspectivas en la canalización de recursos en las diferentes etapas de estos proyectos.

En general, las primeras etapas de estos programas, relativas a identificación y diseño de los proyectos de PCH, han contado con recursos de cooperación internacional. En cuanto a las fases de instalación y prueba de las soluciones previamente diseñadas, no se han llevado a cabo, en la mayoría de los casos, por restricciones presupuestales. El programa PESENCA ha sido una excepción pues ha llevado a término la etapa de demostración de los proyectos seleccionados.

- Incentivos financieros.

La experiencia en proyectos de este tipo, indica la necesidad de disponer de créditos en condiciones aceptables tasas de interés de fomento, períodos de gracia acorde con la construcción del proyecto y períodos de repago acorde con el retorno de la inversión, destinados a entidades del Gobierno, comunidades y empresarios particulares, que permitan manejar flujos de caja negativos que resultarían durante las etapas iniciales de la instalación. Estos créditos deben contar con recursos de presupuesto nacional o regional, como aquellos provenientes del impuesto al valor agregado y, en algunos casos, de regalías.

Entre otras alternativas, sería deseable disponer de un sistema de crédito, como aquellos a cargo de la Financiera de Desarrollo Territorial -FINDETER-, cuyo objeto es financiar proyectos de infraestructura, especialmente acueductos y manejo de cuencas en localidades que se sujeten a ciertas restricciones previamente establecidas.

En el caso que nos ocupa, entidades como la Financiera Energética Nacional -FEN- deberían fortalecer líneas de crédito dirigidas a cada uno de los estamentos vinculados en las diferentes etapas del proceso, incluyendo la posibilidad de financiar proyectos demostrativos, como fuente básica de experiencias realizables. Es ilustrativo mencionar el hecho de que, a mediados de la década anterior, el Departamento de Energía de los Estados Unidos -DOE- y otras agencias federales, mantenían la alternativa de apoyo financiero directo a proyectos con esta finalidad.

Igualmente, sería recomendable disponer de apoyo financiero para la producción de equipos. Líneas de crédito preferenciales, tipo IFI o PROEXPO, serían una buena opción para incentivar la fabricación nacional de renglones de maquinaria y equipos.

Actualmente FONADE realiza inversiones en la etapa de Preinversión en el campo de las PCH entre otros proyectos.

- Subsidios.

Con relación a subsidios, los proyectos de suministro descentralizado de energía se han visto limitados, en el caso de posibles suministros a zonas aisladas o marginadas, por los programas de electrificación rural subsidiados. En el caso de posibles suministros a zonas urbanas, por causa de la competencia desleal de subsidios a la electricidad e hidrocarburos, subsidios a la inversión inicial y por la competencia por recursos financieros de «los monopolios u oligopolios de suministro energético, trátense de entes públicos o privados».

Aunque la política actual de búsqueda de eficiencia y competitividad hace prever una progresiva eliminación de subsidios, en los Proyectos de Ley de Servicios Públicos y de Ley Eléctrica se contempla la posibilidad de otorgar apoyo proveniente de recursos fiscales a usuarios de menores ingresos «para cubrir aquella parte de la tarifa que tenga el propósito de recuperar las inversiones hechas para prestar el servicio».

En este sentido, dados los bajos costos de operación y mantenimiento de desarrollos basados en PCH, se propone convertir los subsidios previstos para consumo básico en un subsidio único a la inversión inicial, equivalente al valor presente neto de los aportes periódicos programados como contribución a una determinada región o grupo de usuarios.

- Otros incentivos.

Incentivos fiscales, tales como, aceleración del período de depreciación, reducción del gravamen arancelario para equipos de importación y reducción del impuesto de patrimonio favorecerían la vinculación de capital privado, principalmente en proyectos conectados a la red.

13.13.5 - Aspectos regulatorios y de control.

Aunque la existencia de un marco legislativo no constituye condición suficiente para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía, se puede afirmar que en casi todos los países en donde se ha logrado algún nivel de penetración, se ha contado con legislaciones que favorecen su instalación.

En Estados Unidos, el Acta de Políticas Regulatorias de Empresas Públicas -PURPA-, en sus secciones 201 y 210 establece criterios para que la Comisión Reguladora Federal de Energía califique pequeñas instalaciones productoras de potencia que utilicen biomasa, residuos y recursos renovables, como el agua y obliga a las empresas de servicio público a comprar y vender electricidad a tasas equitativas. Adicionalmente, el Título IV de dicha Acta prevé incentivos crediticios para la realización de estudios y la construcción de proyectos de PCH hasta 15 MW en presas existentes.

Otros países como Inglaterra, España y Ecuador han redactado legislaciones diseñadas para crear un marco adecuado para la conservación de la energía y el desarrollo de las fuentes no convencionales. Sería conveniente disponer de evaluaciones que precisen el impacto y los resultados obtenidos por estos medios.

En Colombia, en forma paralela a la ausencia de incentivos,

se ha carecido de legislación que propicie el uso racional de energía y el suministro eficiente a partir de fuentes más abundantes. Actualmente, el nuevo proyecto de Ley Eléctrica que cursa en el Congreso de la República, dentro de una concepción de manejo integral y eficiente de los recursos energéticos del país, asigna al Ministerio de Minas y Energía el fomento a la utilización de fuentes convencionales y no convencionales de energía y favorece la vinculación del capital privado en proyectos de generación y distribución, como medida de diversificación energética.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el campo de acción de dicho proyecto se concentra en aspectos críticos del sector eléctrico, tópicos relativos a la utilización de fuentes locales de suministro energético quedan por fuera de su alcance directo y en contradicción con el propósito manifiesto de planificación integral. Es así, como se desconoce el papel que pueden jugar las fuentes no convencionales de energía en la estrategia de diversificación, «en primer término como reductoras de la demanda bruta de energías secundarias, y en segundo lugar como una primera oferta viable de energía en sitios remotos, a cambio de la extensión de redes».

En el caso particular de las PCH, cuya penetración depende, en gran medida, de la implementación de planes masivos que requieren la presencia del Estado, el sólo apoyo a la participación privada individual en la generación eléctrica con la consideración de transacciones de electricidad, no contribuye a tales propósitos.

13.14 Capacidad institucional para la gestión de las PCH.

El Gobierno solicitó al ICEL la realización de un Plan de Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas con el fin de dotar de energía a las zonas aisladas, plan que no ha cumplido con las expectativas trazadas por las razones ya expuestas. Los planes masivos siguen esperando convertirse en realidad.

A pesar de los esfuerzos de los grupos de investigación por mantener la actividad en el campo de las fuentes no convencionales, sólo hasta el surgimiento de PESENCA en 1985, es posible hablar de un apoyo continuado y efectivo. Las acciones del Ministerio de Minas y de la CVC y la reestructuración del ICEL, con el Decreto 700 -Documento CONPES 2606, refuerzan esta posibilidad.

La asignación al INEA, mediante Decreto 588 de 1991, de funciones de investigación aplicada, desarrollo experimental, gestión y planeación de las fuentes renovables, tiene efectos muy positivos, de no seguirse reproduciendo como actualmente sucede las limitaciones financieras actuales. La UPME ha establecido como principios que deben orientar la elaboración del Plan Energético Nacional el aprovechamiento integral de los recursos, la conservación ambiental y la diversificación energética y ha incluido la consideración de las fuentes no convencionales en el grupo de análisis de la oferta.

Los procesos de descentralización administrativa, que posibilitan una mayor autonomía de las regiones y los

municipios, obligan a la definición de una estructura de coordinación con reglas de juego claras para la operación. Siendo la cuenca hidrográfica una alternativa viable de ordenamiento territorial, el desarrollo de proyectos que utilicen las fuentes de agua debe integrarse dentro de planes y estrategias de conservación y protección del medio ambiente, según lo previsto en el Código de Recursos Naturales. Por lo tanto, no debe olvidarse la importancia estratégica de la interacción del sistema energético con entidades encargadas de esta problemática. De la misma manera, en los proyectos de abastecimiento a zonas rurales se debe establecer una coordinación con entidades del sector agropecuario.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta las organizaciones no gubernamentales y los grupos de acción comunitaria, para asegurar una conveniente incorporación y transferencia de tecnología, y una adecuada gestión en la prestación del servicio dentro de una concepción de autonomía local y descentralizada.

Se resalta el papel de la industria de bienes y servicios, así como también, el de la universidad en la formación del recurso humano y en la generación de nuevos conocimientos.

13.15 Aspectos de gestión institucional requeridos para el desarrollo de las PCH.

De los análisis efectuados hasta el momento, se puede concluir que los principales obstáculos que ha enfrentado el desarrollo de la PCH en el país, altos costos de inversión inicial, existencia de subsidios en favor de las fuentes convencionales, estrechez en la canasta de energéticos considerada por los planificadores, inoperancia administrativa y debilidad financiera de las empresas, falta de continuidad de políticas y escasa preocupación efectiva del Gobierno por las zonas marginadas, tienen su origen, básicamente, en la carencia de organización y de capacidad de gestión a nivel de las instituciones del Estado.

Para revertir la tendencia decreciente de la participación de la PCH en el balance energético nacional, ampliando su contribución en el abastecimiento de zonas aisladas o como complemento al sistema interconectado, se proponen cuatro grandes programas ver tabla 13.1

La gestión operativa selecciona alternativas de acción para cumplir de manera eficiente con las tareas asignadas, a partir de políticas, instrumentos y prácticas existentes y mediante la asignación de recursos disponibles. Por lo anterior, como parte de la gestión operativa se contempla el cubrimiento de las funciones de operación hacer lo que se «debe» hacer con cierta autonomía, coordinación, facilitar el flujo de información entre unidades y supervisión control y regulación de las unidades operativas de las actividades requeridas en cada línea de acción. El ámbito de la función de supervisión hace referencia, según A. del Valle, a inventario de recursos, previsión de demandas, elaboración de balances, programación de inversiones, políticas de precios, formulación del plan operativo.

A su vez, la gestión estratégica genera alternativas de acción para modificar sustancialmente la realidad, desarrollando nuevas políticas, instrumentos y prácticas y movilizandorecursos adicionales, lo que conduce a establecer de manera permanente nuevas líneas de acción una vez se han identificado y evaluado las potencialidades de mejoramiento. La gestión estratégica corresponde a la función de innovación, nuevos procesos y estrategias individuales e institucionales- y considera factores como disponibilidad de recursos, introducción de nuevas fuentes, seguridad del

abastecimiento, satisfacción de requerimientos básicos de energía y desarrollo, adaptación y difusión de tecnologías. Dichos esquemas de organización institucional, así como propuestas de incentivos financieros, subsidios, regulaciones, etc., deberían cumplirse con la Ley Eléctrica que propenda por las Energías Alternativas entre las cuales están Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Energía Solar, Energía Eólica, Biomasa, Geotermia y el Uso Racional y Eficiente de Energía.

Prospección del Recurso	<p>Conocer el recurso nacional en PCH tanto en áreas no interconectadas con en el SIN.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Elaborar Plano del estado actual de PCH en el país. -Actualizar estudios de levantamiento del potencial . 	<ul style="list-style-type: none"> -Se han inventariado 200 PCH construidas y 100 estudios que equivalen a 250 Mw. Según el PEN se ha estimado un potencial global de 25.000 Mw, identificado en estudios el 1%. Además existen 3000 estaciones hidrológicas, planos de IGAC, Planes de PCH Departamentales y metodologías para determinar potenciales. En proyectos de tesis de las Universidades Nacional, Javeriana, Medellín y Católica se han elaborado potenciales teóricos de PCH en Diferentes Departamentos. 	<p>Es necesario realizar la evaluación del potencial hidráulico para generación de energía utilizando PCH en municipios o corregimientos carentes de energía.</p> <p>Fortalecimiento del SIN en las colas del sistema utilizando PCH cuando sea viable.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Levantamiento del potencial hidráulico aprovechable para generación a pequeña escala a nivel regional en poblaciones no interconectadas al SIN. de.(0-5000Kw) - Levantamiento del potencial hidráulico de PCH en regiones aisladas (5000-10000 Kw) -Evaluación de potencial de PCH que apoye el SIN. - Evaluación de la red hidrológica para estudios de PCH.
Desarrollo Tecnológico y Científico	<ul style="list-style-type: none"> -Unificar metodologías para reducir costos. - Establecer el estado actual de las PCH. - Diseño y/o adaptación de equipos importados. -Actualización de los proyectos realizados. 	<p>El estado tecnológico actual en obras civiles es desarrollado en el país, las turbinas hasta 800 Kw se construyen en el país, los generadores y sistemas de control y regulación son importados.</p> <p>Las subestaciones y líneas de transmisión y distribución se hacen en el país.</p> <p>Existen fabricas de turbinas y programas de pregrado y posgrado en este campo en diferentes universidades.</p>	<p>Es necesario implantar metodologías técnicas como ambientales con el objetivo de reducir costos en las diferentes etapas de los proyectos de PCH analizando diferentes alternativas.</p> <p>Adecuar las especificaciones técnicas acorde a la magnitud del proyecto evitando sobrediseños.</p> <p>Analizar componentes que se importados con el fin de hacer transferencia tecnológica o investigación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Adecuación de Criterios de Diseño de PCH. Evaluando otros temas. - Elaboración de manuales de dimensionamiento de obras civiles, especificaciones de equipo electromecánico, diseños etapa de factibilidad, Gerencia de proyectos, interventoria de PCH. - Metodología de valoración ambiental. -Utilización de bombas como turbinas y motores como generadores. -Diseños o adaptación de sistema de control y generadores eléctricos. -Laboratorios y equipos de prueba. -Adaptación de tecnología para PCH de bajas caídas topográficas.
Gestión de Proyectos	<p>Unificar esfuerzos y recursos para el desarrollo, estudios de diseño o rehabilitación y construcción de PCH en el país.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Actualizar base de datos. - Acción permanente del Comité Nacional de PCH. 	<ul style="list-style-type: none"> -Fortalecer el Comité nacional de PCH en el que el INEA es el coordinador con el objetivo de aunar esfuerzos en este tema. -Programa ICEL diseño y construcción de 20 PCH.(94-98) -Icel coordino varios programas de PCH decadas 70-80. -programas Pesenca y CVC. 	<p>En el país hace falta unidad de Gestión en PCH.</p> <p>Elaborar programas de diseño y construcción de PCH en el país.</p> <p>Capacitación de diseñadores, constructores, operadores y personal de mantenimiento, con el fin de obtener un mayor rendimiento en cada área del proyecto</p> <p>Realizar estudios de normalización y estandarización</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Diseño, construcción y rehabilitación de micro, mini y PCH. - Diagnostico técnico - Económico para rehabilitación de PCH -Apoyo al Comité nacional de PCH. -Reubicación de PCH. -Identificación, diseño y construcción de PCH en obras hidráulicas ya construidas para proyectos de uso múltiple. -Mecanismos que incentiven la inversión de capital privado para la construcción de PCH. -Estudio de líneas de financiación. -Normalización y estandarización.
Capacitación	<p>Fortalecer los Grupos tanto técnica como científicamente.</p>	<p>Se creo el Grupo de PCH en el INEA, se están desarrollando cátedras en algunas Universidades en diferentes programas.</p>	<p>En el país hace falta incrementar y capacitar la mano de obra tanto en nivel profesional como en nivel técnico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cursos de Posgrado y pregrado en el campo de las PCH en diferentes ares de Ingeniería. -Capacitación a nivel de Técnicos y tecnólogos electromecánicos y obras civiles

CONCLUSIONES

- A pesar del gran potencial hidroeléctrico disponible, el desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia y su participación dentro del balance del potencial hidráulico instalado en el país es bajo, del orden de 180,0 MW, lo que equivale al 2,34% del total instalado, en centrales hidroeléctricas.

- El racionamiento eléctrico de 1992, reactivó la necesidad de incrementar la oferta de fuentes alternativas de energía dentro del mercado de energéticos, dentro de las cuales, las PCH tienen un alto potencial. En tal sentido, el INEA viene desarrollando y formulando proyectos para ser ejecutados en un plazo de 5 años. Adicionalmente, el Gobierno Nacional mediante la ley eléctrica y la ley 141, que creó el Fondo Nacional de Regalías, ha establecido mecanismos para la investigación, ejecución y financiación de proyectos de energización de zonas aisladas, mediante el uso de fuentes renovables de energía, donde las PCH jugarán un papel importante dentro del mercado nacional de energéticos.

- En la mayoría de las PCH construidas en Colombia, se ha utilizado, en sus obras civiles, tecnologías que utiliza materiales de alto costo, como concreto, tuberías de acero, etc. La reducción de la inversión en obra civil se puede lograr, de un lado, mediante la realización de proyectos de uso múltiple del agua que compartan los costos de la inversión inicial entre diferentes usos, y de otro, mediante la revisión de los criterios empleados en el diseño.

- En el caso Colombiano, el costo por kW varía en un rango entre US\$1.300 y los US\$15.000, muy superior a los promedios internacionales. Los costos del kW rehabilitado se encuentran alrededor de US\$ 1.200 y US\$ 3.000.

- Dependiendo de las condiciones topográficas que predominan en las diferentes regiones del país, las turbinas más utilizadas han sido las Pelton, de altas cabezas (hasta 2.000 m), con eficiencias cercanas al 90% y las Francis, utilizadas para medianas y bajas caídas hasta 600 m), con eficiencias similares a las Pelton pero más costosas. El grupo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, del INEA, ha cuantificado cerca de 77 proyectos, inferiores a 5000 kW, con un potencial de 82 MW. El 49,35% de los proyectos corresponden al rango de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Las Microcentrales se encuentran poco difundidas, por lo tanto, se hace necesario estudiar y fortalecer su participación en las áreas rurales.

Es necesario evaluar el tipo de estudio hidrológico a realizar dependiendo de la escala del proyecto (picocentrales, microcentrales, minicentrales y Pequeñas centrales hidroeléctricas) y del tipo de información existente.

- Los estudios de hidrología deben permitir disponer de un orden de magnitud para el caudal del 70% del tiempo aunque algunas veces por seguridad se puede utilizar el 95%, caudales mínimos, caudales de diseño, los caudales máximos de diseño de vertedero si no hay riesgo aguas abajo de la presa se pueden utilizar un período de retorno de 100 años, y para el diseño de ataguías se puede utilizar de 25 años.

Varios métodos, del Soil Conservation Service, de Gumbel y análisis regional, permiten establecer un rango para el caudal máximo que se utiliza para el diseño del vertedero.

En la determinación del volumen anual probable de sedimentos se puede utilizar una metodología comparativa de análisis regional.

- Se debe realizar un estudio de capacitación al personal que labore en la zona sobre la necesidad de conservar y mantener un control del ecosistema, evitando acciones que lo alteren. Actividades como la caza, domesticación y comercialización de aves y animales silvestres se deberán prohibir.

- Se debe realizar un seguimiento y monitoreo ambiental para detectar eventuales efectos generados por la operación del proyecto y ejecutar las medidas de mitigación identificadas.

- Desarrollar un estudio detallado acerca de las especies ictiológicas con el fin de profundizar acerca de la relación con el hombre como fuente de alimento y de trabajo.

- Profundizar los inventarios faunísticos para todos los grupos con el fin de confirmar registros de especies endémicas, en peligro, o sensibles.

- Se debe realizar un plan de acción social tendiente a la integración de todos los actores sociales presentes en la zona; Tanto las entidades gubernamentales (Corporación Regional, ICEL), como las no gubernamentales (comunidad) deben concertar programas integrales con el fin de posibilitar el desarrollo sostenible de la región y mejoren la calidad de vida de las familias.

- Se deberán programar actividades de capacitación, apoyo y asistencia para acciones de desarrollo comunitario y formación de líderes comunitarios. Se pretende a través de estos programas garantizar la participación de las comunidades

(negras, indígenas etc.) de eventos que afecten su permanencia y que se institucionalicen canales de participación real de la comunidad en la toma de decisiones.

- Se debe considerar las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como proyectos ambientales ya que están contribuyendo a preservar el medio ambiente y a evitar el calentamiento del planeta.

- El modo a escoger entre las 2 alternativas para elegir el proyecto a construir es realizando los métodos de anualidades de los proyectos y no la comparación de los valores anuales.

- Con el fin de evaluar económicamente la generación hidroeléctrica y plantas Diesel se procedió a analizarlos mediante los métodos del valor presente neto, tasa interna de retorno; método de anualidades; método de rentabilidad y calculo de período de amortización.

- En general, económicamente la mejor alternativa para suplir de energía a las población en estudio fue la minicentral hidroeléctrica, además ambientalmente la minicentral - hidroeléctrica es una tecnología limpia ya que no contamina el medio ambiente; mientras que la planta Diesel además de consumir petróleo y gasolina que son combustible Fósiles, contamina el ambiente con el humo que envía a la atmósfera.

En primer lugar las soluciones de PCH no se están enfocando bien en el cuadro de las condiciones físicas, bióticas y socio-económicas de las regiones en donde se implantan los proyectos .

Se están practicando economías en los estudios y diseños que atentan contra el fortalecimiento de la ingeniería nacional y muy probablemente resultarán en sobrecostos considerables en la construcción.

Las nuevas políticas de modernización del estado llevaron a la adopción de la figura de la gerencia de proyecto que por su operatividad disminuye costos y acorta tiempos en las diferentes etapas de los proyectos.

Hay desenfoces en las metodologías en aspectos como la cartografía, los sensores remotos, la hidrología y la geotecnia. Se recomienda entonces la elaboración de los siguientes trabajos:

* Manual de establecimiento de planes programas y proyectos de PCH.

* Manual de dimensionamiento de estructuras civiles y especificaciones de equipos electromecánicos para la elaboración de planos de licitación .

* Manual de diseños preliminares para la etapa de factibilidad.

* Manual de Gerencia de proyectos

* Manual de interventoría de construcción de PCH

Estas consideraciones deben tenerse en cuenta en la construcción de la PCH de Bahía Solano y otras, así como en las PCH que estén en otras etapas de estudios siempre que sean claras las economías en los respectivos proyectos .

BIBLIOGRAFIA

- Torres Ernesto y Castillo Juan J. Estado actual y perspectivas de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia. Memoria VI Encuentro Latinoamericano de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergeticos. 1995.
- Torres Ernesto Libro modulo Topografía Fundación Universidad Central, 1996.
- Torres Ernesto Libro modulo Hidrometeorología II, Fundación Universidad Central,1993.
- Machado Eduardo, Informe para el ICEL de la Asesoría para la construcción de la pequeña central hidroeléctrica de Bahía Solano, 1996.
- Castillo Juan J.- Caracterización de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia. INEA. 1994.
- Díaz A., Otálora O.- Inventario Nacional de Pequeñas Centrales -Hidroeléctricas. Universidad Nacional de Colombia. 1992.
- Marín Rodrigo.- Estadísticas sobre el recurso de agua en Colombia. HIMAT.1992.
- Ministerio de Minas y Energía. Plan Energético Nacional -PEN-. 1994.
- Ministerio de Minas y Energía.- Memorias del V Encuentro Latinoamericano y del Caribe de pequeños aprovechamientos hidroenergéticos. 1993.
- PROMONARIÑO.- Plan de Energía no convencional para Nariño y Putumayo. 1993.
- HIDRORED Revista1/93. Red Latinoamericana de Microenergía.
- HIDRORED Revista 3/94. Red Latinoamericana de Microenergía.
- Diseño de PCH de Timbiqui Departamento del Cauca realizado por EFEN Ltda para el ICEL.
- Manual de mini y micro centrales hidráulicas . Guía para desarrollo de proyectos. Intermedite technology Depelopment Group. 1995.
- Informe de factibilidad Pequeña Central Hidroeléctrica de Timbiqui Departamento del Cauca. Elaborado por EFEN ltda para ICEL. 1995.
- Informe final de diseño Minicentral de San Lucas Sur de Bolívar Elaborado por el Grupo de Hidroelectricidad del INEA. 1994.
- CADENA, Angela. Estudio sobre Hidroeléctricidad a Pequeña Escala - HePe-. Programa Nacional de Energías No Convencionales. INEA, CNE, 1.992.
- Díaz A. y Otálora O. Inventario Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Universidad Nacional de Colombia. 1992.
- ICEL, "Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", 1985.
- ICEL, "La Electrificación en Colombia", 1992.

- ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA (OLADE). Guía para la realización de Inventarios de Pequeñas Cuencas. Quito. OLADE, 1.985.
- ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA (OLADE). Metodología y plan de trabajo para la evaluación de recursos hidroenergéticos en América Latina. Quito . Julio 1983.
- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, “Seguimiento de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas rango comprendido hasta 5000 kW, una encuesta internacional”. Diciembre de 1.986.
- Ministerio de Minas y Energía. Memorias del V Encuentro Latinoamericano y del Caribe de Pequeños Aprovechamientos Hidroenergéticos. 1993.
- Ministerio de Minas y Energía. Plan Energético Nacional -PEN- 1994.
- PROMONARIÑO. Plan de Energía no convencional para Nariño y Putumayo. 1993.
- EPSA. Inventario de Proyectos de Generación hasta de 100 MW. Santiago de Cali. Diciembre de 1995.
- UNESCO,GTZ. Taller de Microcentrales Hidroeléctricas. Noviembre de 1990.
- ISA. Inventario de los Recursos Hidroeléctricos. Bogotá 1979.
- ISA. Guía para el Inventario de Proyectos Hidroeléctricos entre 10 y 100 MW. Agosto, 1986.
- Estudio del Sector de Energía Eléctrica. Volumen III -Inventario de los recursos hidroeléctricos.Bogotá,ESEE.1979.
- DNP. Programa Nacional de Desarrollo de Generación Hidroeléctrica a Pequeña Escala. Bogotá, Junio de 1989.

ANEXOS

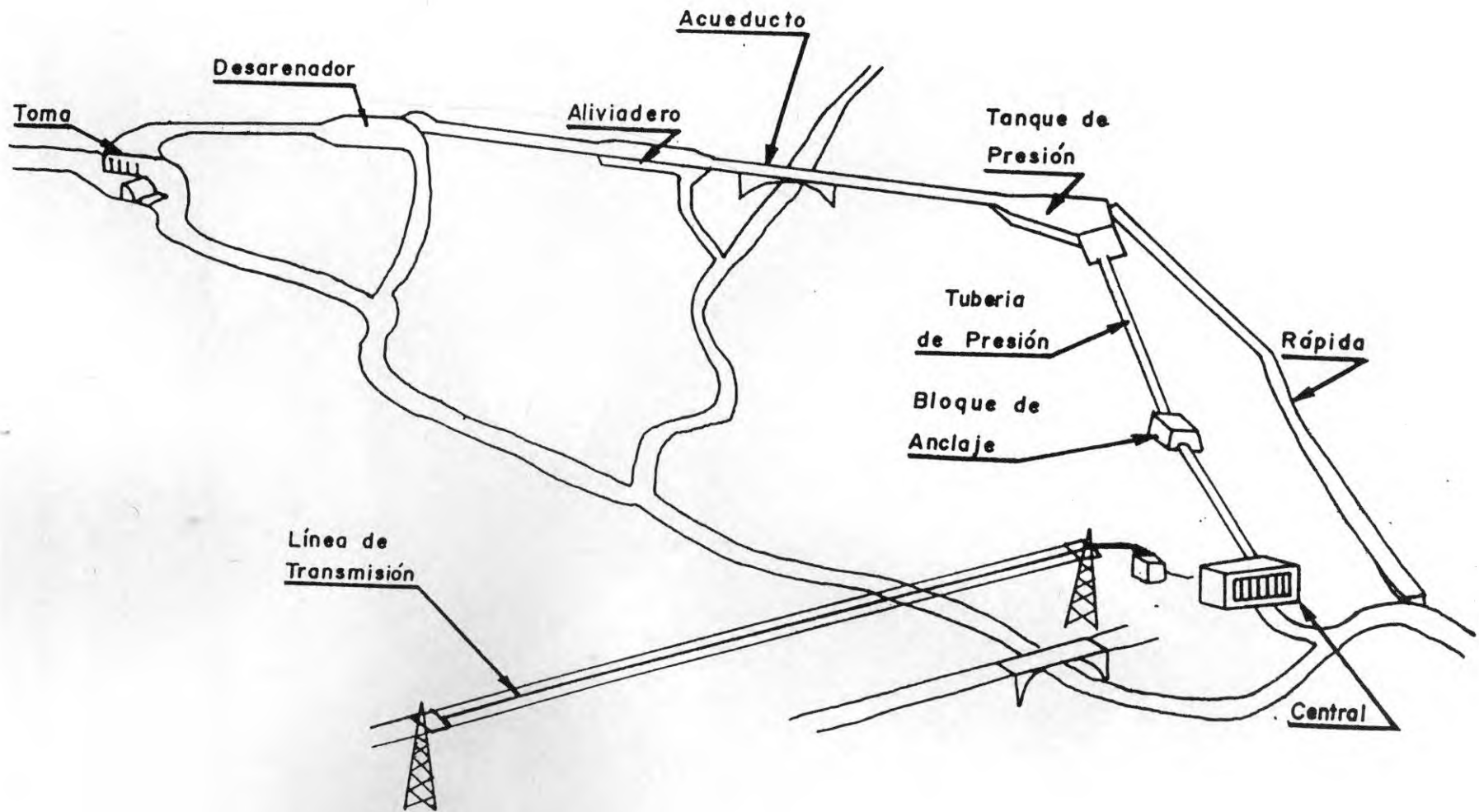
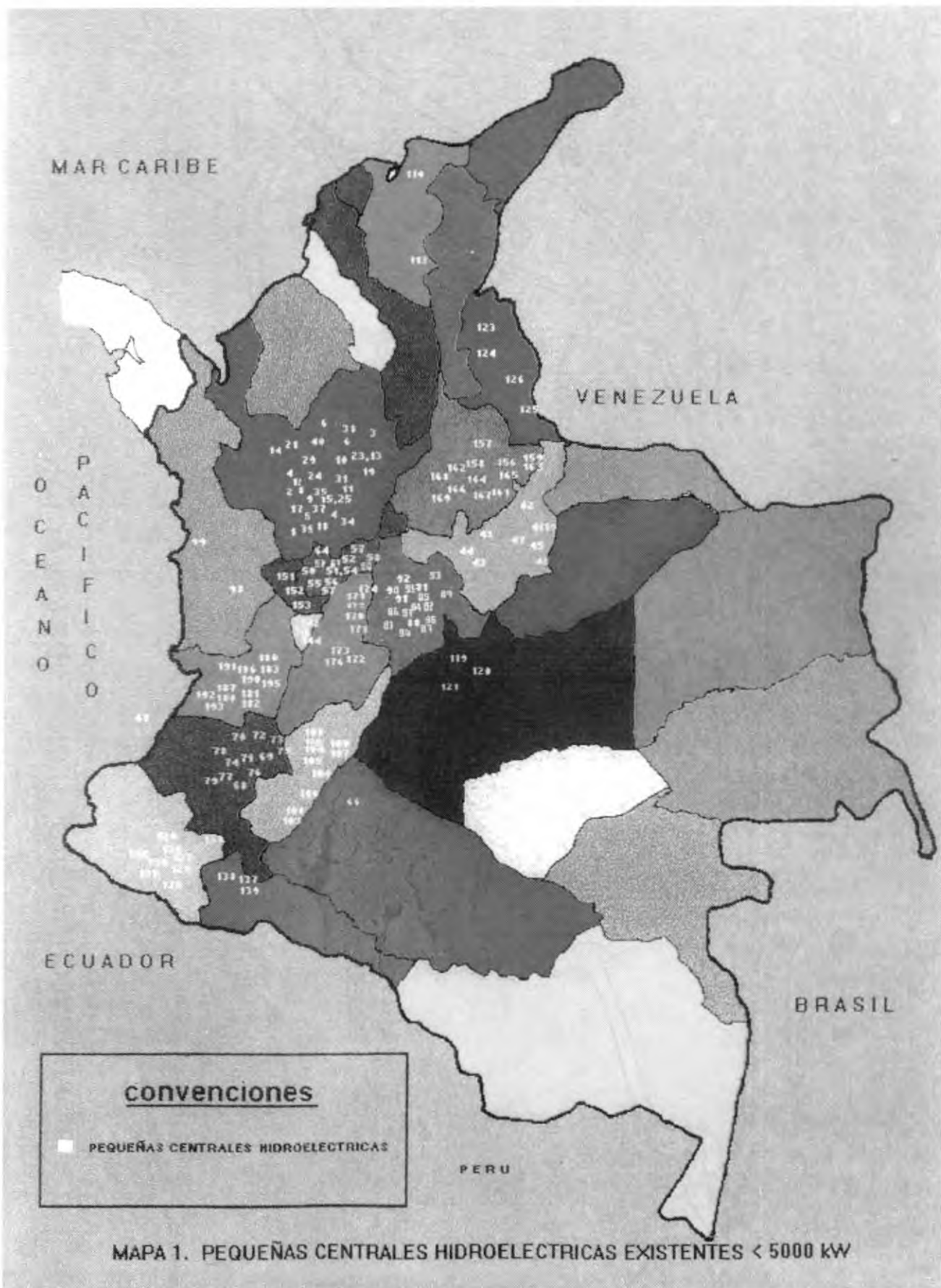


Fig.1.1.
 APROVECHAMIENTO CON DERIVACION



PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN ESTUDIO



MAPA No. 2

SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO - 1995 - 2.000



Mapa 3



311
A DE DEVOLUCION
este obra vence en la fecha

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001215

BIBLIOTECA

Guía de diseño de pequeñas centrales
hidroeléctricas / Ministerio de Minas y Energía,
Instituto de Ciencias Nucleares y Energías
Alternativas (INEA)

333.914 C718g Ej.1

FECHA RECIBO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------



**Guía de Diseño
para Pequeñas
Centrales Hidroeléctricas**



**Avenida El Dorado- Carrera 50. Conmutador:2220600. Fax 2220173.AA 8595
Santafé de Bogotá, D.C.- Colombia**