

**GUÍA PARA ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COMO PARTE DE SISTEMAS
HÍBRIDOS**

**DIEGO CAMILO MORA NAVARRO
JORGE MAURICIO HURTADO LIÉVANO**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA CIVIL
BOGOTÁ D.C.
2004**

**GUÍA PARA ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COMO PARTE DE SISTEMAS
HÍBRIDOS**

**DIEGO CAMILO MORA NAVARRO
JORGE MAURICIO HURTADO LIÉVANO**

**Trabajo para optar el título de
Ingeniero Civil**

**Director
EDUARDO MACHADO
Ingeniero Civil**

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA CIVIL
BOGOTÁ D.C.
2004**

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	13
1. ENERGÍAS ALTERNATIVAS	14
1.1. Sistemas híbridos	19
1.2. Recursos energéticos no renovables	21
1.3. Recursos energéticos renovables	22
1.3.1. Pequeñas centrales hidroelectricas.	23
1.3.1.1. Tipos de pequeñas centrales hidroeléctricas	25
1.3.1.1.1. Pequeñas centrales hidroeléctricas con derivación	25
1.3.1.3.2. Pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia	27
1.3.2 Energía solar	27
1.3.2.1. Colectores de placa plana	28
1.3.2.2. Colectores de concentración	29
1.3.2.3. Energía solar pasiva	30
1.3.2.4. Sistemas heliotérmicos	30
1.3.2.5. Energía solar fotovoltaica	31
1.3.2.6. Energía solar vía satélite	33
1.3.2.7. Energía solar en Colombia	33
1.3.3. Energía eólica	34
1.3.3.1. Aeroturbinas	37
1.3.3.2. Dispositivos de orientación	38
1.3.3.3. Almacenamiento de energía	38
1.3.3.4. Energía eólica en Colombia	39
1.3.4. Biomasa	39
1.3.4.1. Biogás	42
1.3.4.2. Dendroenergía	44
1.3.4.3. Biomasa en Colombia	44
1.3.5. Energía geotérmica	45
1.3.5.1. Energía geotérmica en Colombia	48
1.3.6. Energía mareomotriz y de olas	49
1.3.6.1. Energía maromotriz	49
1.3.6.2. Energía de olas	50
1.3.6.3. Energía por calor diferencial en el mar	54
1.3.6.4. Corrientes Oceánicas	55
1.3.7. Otras fuentes	56
1.3.7.1. Pilas de combustible	56
1.3.7.2. Hidrógeno	56
1.3.7.3. Energía eléctrica de la basura	58

1.3.7.4. Energía del hielo de los glaciares	59
2. ETAPAS DEL PROYECTO	60
2.1. Inventario	60
2.2. Reconocimiento	61
2.3. Prefactibilidad	62
2.3.1. Localización de los sitios de obra	63
2.3.2. Información básica	64
2.4. FACTIBILIDAD	66
2.4.1. Estimación de la demanda	67
2.4.2. Encuestas	72
2.4.3. Potencia	74
2.5. Diseño	75
3. ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE PCH EN COLOMBIA	78
3.1. Pequeña central hidroeléctrica de Lopez de Micay	78
3.1.1. Generalidades	78
3.1.2. Localización	78
3.1.3. Descripción de la planta	79
3.1.4. Observaciones a los estudios de prefactibilidad	79
3.2. Pequeña central hidroeléctrica de Mitu	82
3.2.1. Generalidades	82
3.2.2. Localización	83
3.2.3. Descripción de la planta	84
3.2.4. Observaciones a los estudios de prefactibilidad	84
4. ESTUDIOS BÁSICOS	86
4.1. Cartografía	86
4.2. Topografía	87
4.2.1. Método del nivel con manguera	87
4.2.2. Método del nivel de carpintero	87
4.2.3. Método del clinómetro	87
4.2.4. Método del barómetro	88
4.2.5. Método del profundímetro	89
4.3. Estudio geotécnico	89
4.3.1. Mecánica de suelos	89
4.3.2. Ubicación de las obras y tipos de suelo	90
4.3.3. Materiales naturales de construcción	90
4.3.4. Métodos para la investigación geológica	91
4.3.5. Métodos de excavaciones y sondeo	91
4.3.5.1. Sondeo	91
4.3.5.2. Perforación	91
4.3.5.3. Pozos de inspección	92
4.3.6. Geología y geomorfología	92
4.4. Estudio hidrológico	92
4.4.1. Caso 1: Si existe información	93

4.4.1.1. Curva de caudales Hidrograma	93
4.4.1.2. Curva de duración de caudales	94
4.4.1.3. Curva de frecuencias	95
4.4.1.4. Caudal de diseño	95
4.4.1.5. Curva de caudal contra calado	96
4.4.1.6. Volumen de sedimentos	96
4.4.1.6.1. Medición de sedimentos	97
4.4.2. Caso 2: Cuando hay registros pluviométricos	98
4.4.2.1. Método aritmético	98
4.4.2.2. Método de los polígonos de Thiessen	99
4.4.2.3. Método de las isoyetas	99
4.4.2.4. Caudal máximo	100
4.4.2.4.1. Triangular	101
4.4.2.4.2. Trapezoidal	102
4.4.2.5. Caudal mínimo	103
4.4.3. Caso 3: Si se cuenta con registros de una estación cercana	104
4.4.3.1. Transposición de caudales	104
4.5. Potencial hidroenergético	105
4.5.1. Principio y funcionamiento de una PCH	105
4.5.1.1. Potencia	105
4.5.1.2. Energía	107
4.6. Estudio para la generación de electricidad usando energía eólica	108
4.6.1. Medición de la velocidad del viento	112
4.6.1.1. Anemómetros totalizadores	112
4.6.1.2. Método de correlación	112
4.6.1.3. Instalación de pequeños equipos eólicos	112
4.6.1.4. Adquisición de datos en tiempo real	112
4.7. Uso de la energía solar para la generación de energía eléctrica	114
4.8. Estudios para la aplicación de dendroenergía y de diesel para la generación de energía eléctrica	118
5. OBRAS CIVILES	119
5.1. Bocatomas	119
5.1.1. Partes de la bocatoma	119
5.1.2. Presa de derivación	120
5.1.3. Tipos de bocatoma	121
5.1.3.1. Bocatoma tipo I	121
5.1.3.1.1. Dimensionamiento	122
5.1.3.2. Bocatoma tipo II	122
5.1.3.2.1. Dimensionamiento	123
5.1.3.3. Bocatoma tipo III	124
5.1.3.3.1. Dimensionamiento	124
5.2. Canales de conducción	125
5.2.1. Revestimiento de canales	127

5.2.2. Dimensionamiento	127
5.3. Aliviadero	129
5.4. Desarenadotes	131
5.4.1. Tipos de desarenadotes	133
5.4.1.1. Desarenadores de lavado intermitente	133
5.4.1.2. Desarenadores de cámara doble	134
5.4.1.3. Desarenadores de lavado continuo	134
5.4.2. Dimensionamiento	135
5.5. Tanque de presión	136
5.5.1. Dimensionamiento	138
5.6. Tubería de presión	139
5.6.1. Selección de la tubería de presión	139
5.6.2. Materiales	140
5.6.2.1. Acero comercial	140
5.6.2.2. Policloruro de vinilo	140
5.6.2.3. Hierro dúctil centrifugado	140
5.6.2.4. Asbesto-cemento	141
5.6.2.5. Resina de poliéster con fibra de vidrio reforzado	141
5.6.2.6. Polietileno de alta densidad	141
5.6.3. Tipos de uniones	141
5.6.3.1. Uniones con bridas	141
5.6.3.2. Espiga y campana	141
5.6.3.3. Uniones metálicas	142
5.6.3.4. Uniones soldadas	142
5.6.3.5. Juntas de expansión	143
5.6.4. Diámetro de la tubería	143
5.6.5. Espesor de la tubería	144
5.6.6. Apoyos y anclajes	144
5.6.7. Golpe de ariete	145
5.6.8. Chimenea de equilibrio	145
5.7. Casa de máquinas	146
5.7.1. Ubicación	147
5.8. Válvulas	147
5.8.1. Válvula mariposa	147
5.8.2. Válvula de compuerta	147
5.8.3. Válvula esférica	148
5.9. Turbinas	148
5.9.1. Características generales de las turbinas	150
5.9.1.1. Turbina Pelton	150
5.9.1.2. Turbina Michell-Banki	150
5.9.1.3. Turbina Francis	150
5.9.1.4. Turbina Axial	151
5.9.1.5. Otras turbinas	151

5.10. Generadores	152
5.10.1. Características generales	152
5.10.1.1. Alternadores	152
5.10.1.2. Generadores de inducción	153
6. ESTUDIOS AMBIENTALES	154
6.1. Diagnóstico ambiental de alternativas	154
6.2. Estudio de impacto ambiental	155
6.2.1. Fases del estudio	159
6.2.1.1. Identificación	159
6.2.1.2. Predicción	159
6.2.1.3. Evaluación de los impactos	160
6.2.1.4. Atenuación	160
6.2.2. Prefactibilidad	161
6.2.3. Caudal ecológico	161
6.2.3.1. Método Montana	161
6.2.3.2. Método de caudales progresivos	162
6.2.4. Costos	163
6.3. Evaluación socioeconómica	165
6.3.1. Análisis de beneficios	165
6.3.2. Análisis de ingresos y egresos	165
6.3.2.1. Ingresos del proyecto	165
6.3.2.2. Egresos del proyecto	166
6.3.3. Métodos para el calculo de la rentabilidad	167
6.3.3.1. Métodos estáticos para el calculo de la rentabilidad	169
6.3.3.1.1. Cálculo comparativo de costos	169
6.3.3.1.2. Método de comparación de anualidades de costos	171
6.3.3.1.3. Cálculo de la rentabilidad	171
6.3.3.1.4. Cálculo del periodo estático de amortización	172
6.3.3.1.5. Método acumulativo	173
6.3.3.1.6. Método de promedios	173
6.3.3.2. Métodos dinámicos para el calculo de la rentabilidad	173
6.3.3.2.1. Método del valor actual de capital	173
6.3.3.2.2. Método de la tasa interna, TIR	175
6.3.3.2.3. Método de las anualidades	175
6.3.3.2.4. Método de comparación de anualidades de gastos	176
6.3.3.2.5. Cálculo dinámico de amortización	177
6.3.4. La inflación y la influencia sobre la rentabilidad	178
6.3.5. Análisis de rentabilidad	178
7. CONCLUSIONES	180
8. BIBLIOGRAFÍA	183

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva de demanda de área	71
Figura 2. Hidrograma de creciente	94
Figura 3. Curva de caudales clasificados y curva de frecuencias	95
Figura 4. Método de los polígonos de Thiessen	99
Figura 5. Representación de las isoyetas de precipitación	101
Figura 6. Representación total del un caudal máximo	101
Figura 7. Representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar el potencial del recurso	105
Figura 8. Análisis de sensibilidad	179

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Programa de EERE	17
Tabla 2. Calcificación de PCH según la potencia instalada	24
Tabla 3. Clasificación de PCH según caída	24
Tabla 4. Clasificación de PCH según potencia instalada ISA	25
Tabla 5. Velocidad eólica vs. Potencia eólica específica	110
Tabla 6. Altura sobre el nivel del mar vs. Densidad del aire seco	111
Tabla 7. Tabla de resumen del mapa eólico de Colombia	113
Tabla 8. Tabla de resumen del mapa de radiación solar de Colombia	117
Tabla 9. Método Montana	127
Tabla 10. Costos de sistemas híbridos	128
Tabla 11. Velocidades máximas permitidas.	132
Tabla 12. Coeficiente de rugosidad de Manning	162
Tabla 13. Velocidades de sedimentación	164

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Método de Tsuguo Nozaki. Tablas.

Anexo B. Bocatoma tipo I. Plano.

Anexo C. Bocatoma tipo II. Plano.

Anexo D. Bocatoma tipo III. Plano.

Anexo E. Tanque de presión. Plano.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo de grado es la elaboración de una guía que permita reducir las incertidumbres generadas en los estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, con un rango de generación entre 100 y 1000 kW, como parte de un sistema híbrido.

Para esto se establecen las condiciones para involucrar en la etapa de prefactibilidad hidroeléctrica otras alternativas de abastecimiento de la demanda por fuentes energéticas nuevas y renovables o combinaciones de las mismas, determinando la aplicabilidad de los sistemas híbridos que pueden ser implementados en Colombia dadas las condiciones físicas, y la potencia que estas pueden generar.

Se tratan los temas concernientes a la etapa de prefactibilidad para proyectos energéticos, desarrollándolos teóricamente y determinando su aplicabilidad en Colombia para profundizar en los estudios necesarios para esta etapa. También, se hace un diagnóstico de las fallas ocasionadas por errores en los estudios de prefactibilidad en pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia, profundizando en los casos de López de Micay y de Mitú.

Los temas desarrollados son: Las energías alternativas, las etapas del proyecto, los estudios de prefactibilidad en Colombia, los estudios básicos, las obras civiles y los estudios ambientales.

Se concluye que al aplicar sistemas híbridos con recursos renovables en proyectos de generación eléctrica se optimiza el funcionamiento del sistema, se reducen los costos de instalación, generación y operación, y se minimizan los impactos ambientales negativos.

ABSTRACT

The objective of this work is to develop a guide that permits the reduction of uncertainties generated in pre-feasibility studies for small hydroelectric power stations, in a generation rank between 100 and 1000 kW, as part of a hybrid system.

To accomplish this objective, conditions are established in order to involve in the pre-feasibility hydroelectric stage other alternatives to supply the demand of electric power by using new and renewable resources, determining the applicability of hybrid systems that can be implemented in Colombia given its physical conditions, and the power that these resources can generate.

The topics concerning the pre-feasibility stage for power projects are studied by developing them theoretically and determining their applicability in Colombia, in order to deepen in the necessary studies for this stage. A diagnosis of failures caused by mistakes in the pre-feasibility studies in small hydroelectric power stations in Colombia is done, deepening in the cases of Lopez de Micay and Mitú.

Treated topics are: Alternative energies, stages of the project, pre-feasibility studies in Colombia, basic studies, civil works and environmental studies.

The conclusion is that when applying hybrid systems using renewable resources in projects of electrical generation, the systems operation is optimized, installation, generation and operation costs are reduced, and the negative environmental impacts are diminished.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica en zonas aisladas, es una labor de ingeniería muy común en Colombia. La principal fuente energética para este objetivo es la proporcionada por las caídas de agua en un río o una quebrada. Gracias a la fuerza de la gravedad ejercida sobre estas corrientes de agua, se puede generar energía eléctrica. Por lo general, en épocas de sequía, cuando esta generación no es suficiente para cubrir la demanda, se recurre a la instalación de plantas diesel, como un sistema híbrido en el que interviene una fuente renovable de energía y una no renovable.

La propuesta de esta guía es implementar un sistema híbrido en el cual intervengan sólo fuentes de energía renovables, que reemplacen las que operan con combustibles fósiles como el diesel; minimizando así los impactos ambientales negativos que éstas producen, y disminuyendo los costos de instalación, generación y operación.

Dadas las características geográficas y físicas de Colombia, se presenta un gran potencial para el uso de fuentes renovables. Desde el punto de vista económico, las fuentes disponibles en Colombia para la generación de energía eléctrica son la eólica, la solar y la dendroenergía. Éstas, junto a una pequeña central hidroeléctrica, conforman un sistema híbrido, económica y ambientalmente viable. Las demás fuentes renovables como energía mareomotriz y energía de olas, entre otras, no son viables por sus elevados costos. Estas fuentes de energía también se explican a lo largo del trabajo, ya que es muy factible que los avances tecnológicos en ingeniería en el futuro, abran paso a su implementación, aumentando así el potencial energético del país; brindando nuevas alternativas para la penetración de un sistema híbrido de generación de energía en las poblaciones a donde el sistema interconectado nacional no llega.

1. ENERGÍAS ALTERNATIVAS

Los recursos naturales son los materiales de la naturaleza que los seres humanos pueden aprovechar para satisfacer sus necesidades (alimento, vestido, vivienda, educación, cultura, recreación, etc.), y a su vez son la fuente de las materias primas (madera, minerales, petróleo, gas, carbón, etc.), que transformadas sirven para producir bienes muy diversos.

Entre los recursos naturales encontramos algunos, que tienen propiedades particulares de producir energía, a estos los llamamos recursos energéticos.

Los recursos energéticos se los clasifica en dos clases:

- Recursos energéticos renovables
- Recursos energéticos no renovables

En los últimos años, organismos como la Asamblea General de las Naciones Unidas se han preocupado mucho por los aspectos ambientales de nuestro planeta con fines en un desarrollo sostenible de la producción para el mejoramiento de la calidad de vida. Estos temas han sido tratados en escenarios como la Conferencia sobre Ambiente y desarrollo de Río de Janeiro de 1992 y en la cumbre de Johannesburgo, en la cual se enfatizó sobre la indiscutible necesidad de sustituir el consumo de energía procedente de combustibles fósiles por fuentes de energía alternativas, como la mejor solución a los múltiples problemas ambientales, sociales y económicos causados por los combustibles de origen fósil.

“En materia de “energías sostenibles”, la reunión de Johannesburgo generó una serie de iniciativas nacionales, regionales y planetarias con diferentes propuestas con un objetivo en común: el incremento sustancial de la participación y contribución de las fuentes renovables en la oferta de energía mundial.¹”

¹COVIELLO Manlio. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe. Serie: Recursos naturales e infraestructura. Naciones Unidas CEPAL. Santiago de Chile, 2003. p. 7

Hoy existen numerosas iniciativas internacionales y regionales en apoyo a la penetración de las fuentes renovables. Entre otras tenemos:

- Iniciativa latinoamericana y caribeña para el desarrollo sostenible:

Esta declaración para el desarrollo sostenible plantea: *“...exigir el cumplimiento por los países desarrollados del compromiso de destinar 0.7% del PIB a la asistencia oficial para el desarrollo.....fortalecer o ajustar los sistemas de indicadores de sostenibilidad.....y entre otras Metas Orientadoras, implementar el uso en la región de al menos un 10% de energía renovable del porcentaje total energético de la región para el año 2010..².”*

- Coalición de Johannesburgo sobre energía renovable (JREC):

La declaración de la JREC señala que sus miembros se comprometen a: *“cooperar en el futuro desarrollo y promoción de tecnologías sobre energías renovables....sobre la base de claros y ambiciosos objetivos –a alcanzarse en un periodo de tiempo definido- establecidos a nivel nacional, regional e idealmente a niveles globales... hemos adoptado o adoptaremos estos objetivos para aumentar las energía renovables e incentivaremos a otros a trabajar de la misma forma.... necesitamos informar sobre los procesos y los resultados a tiempo para la Conferencia Mundial de Energías Renovables, Boon, 2004..³.”*

- Renewable energy & energy efficiency partnership (REEEP)

El de acción de la REEEP se precisa que se trata de : *“...una asociación internacional entre el gobierno, la sociedad empresarial y la civil, pensada para asesorar a quienes elaboran las políticas energéticas y al sector empresarial para entregar políticas innovadoras, mecanismos de regulación y financiamiento para acelerar el desarrollo de sistemas de energía sustentable.... El proceso de formación de esta asociación ayudará también a la propuesta alemana para la Conferencia Mundial de Energías Renovables que se llevará a cabo en Boon, en junio del 2004...⁴”*

² Idem p 8

³ Idem p 8

⁴ Idem p 8

- Conferencia Mundial sobre Energías Renovables, 2004

El Ministro del Medio Ambiente de Alemania, con ocasión de la Conferencia preparatoria de Bruselas (junio 2003), señaló que: "...necesitamos trabajar sobre un número concreto de metas nacionales y regionales.... invito a todos los miembros de la coalición a presentar objetivos nacionales y regionales, de ser posible no sólo para el 2010, sino también para el 2020 y más allá.... las principales prioridades de esta Conferencia serán resaltar el importante papel de las energías renovables en el contexto del desarrollo sostenible.... para llamar la atención sobre el concepto del establecimiento de objetivos nacionales, regionales y sobre la participación global de las energías renovables... generando un acuerdo internacional sobre un Plan de Acción Global para la implementación exitosa de las energías renovables...⁵"

- Unión Europea:

El 4 de Julio de 2001, el Parlamento Europeo aprobó la Directiva 2001/77/EC sobre la *"Promoción de Electricidad producida por medio de Fuente de Energía renovables en el Mercado Interno de la Unión Europea⁶"*.

- Agencia internacional de la energía (IEA):

En su comunicado oficial del 2001, los Ministros de los países de la OCDE declararon que *"...quieren para las renovables un rol creciente en el sector energético⁷..."*

- Estados Unidos:

"En julio de 2002, la oficina de Eficiencia Energética y Energías renovables (EERE) del Departamento de energía de los Estados Unidos ha sido reestructurado, logística y estratégicamente, tanto como en términos logísticos como estratégicos.⁸" En la tabla 1 se muestran algunos de los programas con que cuenta el EERE.

⁵ COVIELLO Manlio. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe. Serie: Recursos naturales e infraestructura. Naciones Unidas CEPAL. Santiago de Chile, 2003. p 8

⁶ Idem p 9

⁷ Idem p 10

⁸ Idem p 10

PROGRAMAS	PRESUPUESTO (Miles de US\$)
Biomasa	109.000
Energía Solar	79.000
Eólico & hydro	51.000
Geotermia	26.000

Tabla 1. Programas de EERE. COVIELLO Manlio. Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe. Serie: Recursos naturales e infraestructura. Naciones Unidas CEPAL. Santiago de Chile, 2003. p 10.

- Banco Interamericano de desarrollo (BID)

“Entre 1983 y finales de 2003 el BID financió 268 millones de dólares en proyectos renovables en América Latina. La mayoría para Centro América, en especial El Salvador (211 millones de dólares).⁹”

Las principales razones para que las energías alternativas se posesionen en el mercado mundial de la energía son:

- *Población*: “Existe una considerable población en el mundo que carece de energía eléctrica, alrededor de 2.000 millones de personas, y otros 1.000 tienen acceso, pero unas pocas horas diarias. Para solucionar este problema los países en desarrollo destinarán alrededor de 700.000 millones de dólares¹⁰”.
- *Tecnología*: “Los adelantos tecnológicos se enfocan cada vez más a la utilización de energías alternativas que a los combustibles tradicionales, ya sea por costos o porque las tecnologías de la energía están en proceso de miniaturización y modularización, siendo más apropiadas para la utilización social.¹¹”

⁹ Idem p 11

¹⁰ OPAZO Mario. Energías Alternativas. Revista Javeriana. Vol. 140 No. 702 Bogotá Marzo de 2004, p. 64

¹¹ Idem p 64

- *Competencia:* “Se ofrece una gran oportunidad a este tipo de energía en los países en desarrollo ya que los encargados de la formulación de políticas, especialmente en los países en desarrollo, tratan de encontrar medios alternativos a los grandes servicios públicos centralizados y monopolísticos.¹²”
- *Medio Ambiente:* “Este argumento es cada día mas fuerte dado el preocupante cambio climático mundial, y la aceptación cada vez mayor de reemplazar los combustibles fósiles por las energías alternativas en los países en desarrollo. Este cambio permitirá disminuir las emisiones aéreas y la contaminación atmosférica, y ayudará a cumplir las obligaciones internacionales de reducir los niveles de dióxido de carbono¹³”.

“El Consejo Mundial de la energía pronostica que los costos de las energía alternativas, continuarán descendiendo a medida que su tecnología mejore y produzca mejores volúmenes, mientras que el costo de los combustibles fósiles aumentará a causa de los controles de emisiones y la escasez creciente de los mismos.¹⁴”

“La Unidad de Planeación Minero Energético –UPME- del Ministerio de Minas y Energía, realizó un estudio sobre escenarios energéticos para Colombia con un horizonte de 20 años. Este estudio señala que se presentará una mayor conciencia nacional y una mayor presión internacional sobre los temas ambientales y procesos energéticos.¹⁵”

“Esta tendencia hará que la viabilidad financiera de los proyectos se vea afectada; se afectará la exportación de carbón y petróleo; se favorecerá el desarrollo de las fuentes de energía alternativas y las renovables; exigencia del consumidor por energías “verdes” o eco-amigables; e incentivo para las energías renovables y alternativas. Lo anterior requerirá apropiarnos, mas

¹² Idem p. 64

¹³ Idem p. 64

¹⁴ Idem p. 65

¹⁵ Idem p. 65

rápidamente de los nuevos sistemas de producción y conversión de energía; aprovechar las oportunidades de mercados energéticos regionales, aprender a ser competitivos en el ambiente internacional; formación del capital humano y fomento a la investigación y desarrollo; transformaciones a las políticas generales del sector, cambios en los modelos regulatorios; mayores impuestos a la contaminación; nuevas políticas de precios e impulso al aprovechamiento de fuentes nuevas y renovables de energía.¹⁶”

1.1 SISTEMAS HÍBRIDOS

En ocasiones el diseño de la pequeña central hidroeléctrica, está por debajo del margen de seguridad que garantizaría la cobertura del suministro eléctrico todo el año, ya sea por razones económicas, técnicas o bien porque se dispone de otra fuente de generación eléctrica que complementará la generada por la instalación. Incluso aun siendo el diseño correcto se producen puntas de consumo muy por encima de lo habitual, o simplemente, hay un período anormalmente largo de tiempo seco. Y hay necesidades inaplazables como el bombeo de agua para una granja, el congelador con alimentos, etc., que hay que garantizar en cualquier situación.

Cuando nos referimos a un sistema híbrido, estamos hablando de la unión de dos o más sistemas de generación de energía eléctrica, en parte de combustibles fósiles, para garantizar una base de continuidad del servicio eléctrico, y en parte de fuentes renovables, completados con sistemas de almacenaje como baterías, de condicionamiento de la potencia como rectificadores, reguladores de carga, y de regulación y control.

Estos sistemas son una herramienta valiosa para cubrir las necesidades de energía eléctrica en zonas aisladas y no electrificadas, en donde solamente se utilizan generadores diesel, con los problemas que esto acarrea como reducida eficiencia en el funcionamiento, costoso mantenimiento, combustibles y vida corta de la instalación.

¹⁶ Idem p. 65

Los sistemas híbridos en cambio permiten aprovechar los recursos renovables existentes en el territorio, constituyendo una concreta opción compatible con el medio ambiental y social.

La forma como esta conformada un sistema híbrido por lo general es así:

- Una o más unidades de generación de fuentes renovables
- Una o más unidades de generación convencional
- Sistema de almacenaje de tipo mecánico, electroquímico o hidráulico
- Sistemas de condicionamiento de la potencia
- Sistema de regulación y control.

El objetivo principal de estos sistemas es que las fuentes renovables proporcionen no menos del 80% de las necesidades energéticas, dejando la utilización de los combustibles fósiles a casos excepcionales.

En algunos casos los sistemas combinados son completamente renovables, es decir que unen las tecnologías fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica, maremotriz, etc.

Los sistemas híbridos completamente renovables, permiten la autosuficiencia de la red eléctrica. Estos sistemas combinan una fuente continua, para cubrir la necesidad energética de base, en este caso la pequeña central hidroeléctrica, y una o más fuentes intermitentes, para cubrir los picos de potencia solicitada.

Los beneficios desde el punto de vista ambiental de los sistemas híbridos son notables: servicio a zonas aisladas o suministrada a través de obras de mayor impacto, actuación de una política de regionalización de la producción, contribución a la diversificación de las fuentes, disminución de la dependencia energética de fuentes convencionales de la zona afectada por el proyecto, y disminución de emisiones de sustancias contaminantes y causantes del efecto invernadero.

También los sistemas híbridos pueden tener impactos negativos sobre el medio ambiente, impactos que el proyectista o constructor tendrá que intentar minimizar. Estos impactos negativos están relacionados sobre todo con la ocupación del terreno, la transformación del territorio, la derivación y captación de recursos hídricos superficiales y posibles alteraciones sobre la flora y la fauna, aunque son de mucha menor entidad que los de sistemas de mayor tamaño. También para las micro-aplicaciones es importante mantener un reflujo adecuado (caudal ecológico) para la conservación del ecosistema fluvial en el que se encuentra la instalación. En aplicaciones de este tipo, situadas cerca de los centros urbanos, es necesario programar actuaciones que reduzcan los ruidos y las vibraciones producidas por las máquinas.

1.2 RECURSOS ENERGÉTICOS NO RENOVABLES

Los países más desarrollados a nivel mundial han llegado a ese grado de desarrollo a partir de los recursos naturales no renovables.

De estas energías la más destacada es la obtenida de la combustión de los “combustibles fósiles”. Estas energías dieron pie a la industrialización de estos países debido a su alto poder energético.

A pesar de este poder energético, la principal característica de los recursos no renovables es que carecen de capacidad auto regenerativa, son limitados en la tierra y la gran sobreexplotación de estos recursos ha terminado por deteriorar sus reservas hasta el punto de su práctica desaparición.

Otro problema, como ya se había mencionado anteriormente, es que las fuentes de las energías no renovables al liberar dicha energía, emiten productos altamente contaminantes. El impacto medioambiental producido por estas energías es grande y peligroso para los ecosistemas y los seres vivos en general.

Los impactos al medioambiente más importantes son: la lluvia ácida, la contribución a incrementar el efecto invernadero (hacia el cambio climático) y las radiaciones artificiales de la energía nuclear. Las energías no renovables están relacionadas a los hidrocarburos, carbón mineral radioactivo y geotermia. Algunos ejemplos de fuentes de energía no renovable son:

- Petróleo
- Gasolina (incluye gasolina de aviación)
- Diesel, gas y fuel oil
- Gas licuado butano, propano y gasolinas naturales
- Kerosene y turbo combustibles
- Petróleo
- Carbón

1.3 RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Son los que tienen la capacidad de regenerarse, si se les aprovecha bien, sin destruirlos ni exterminarlos, pero que no están en cantidades infinitas. Estos pueden pasar a constituirse en no renovables cuando la velocidad de utilización es mayor que la tasa de renovación.

Podemos clasificarlos de la siguiente manera:

a. Fijos y auto renovables:

- El clima: básicamente la atmósfera.
- El agua: de carácter cíclico.

b. Variables:

- La vegetación: conformada por las plantas. Puede ser natural o silvestre (forestales, pastos, plantas de uso diverso) y cultivada (plantas alimenticias, industriales, pasturas cultivadas, bosques cultivados, etc.).
- La fauna o los animales: puede ser natural (terrestre, acuática y aérea) y doméstica (los animales domésticos, o sea, la ganadería), y la pesquería.

“Entre los recursos renovables potenciales de energías alternativas, están el viento y el agua, la energía eólica, el gas de vertedero y los biocombustibles, los cuales se han venido utilizando en el mundo entero.¹⁷”

A continuación se expondrán algunos conceptos básicos de los diferentes tipos de energía renovable:

1.3.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Las pequeñas centrales hidroeléctricas son centrales de generación hidroeléctrica, con una potencia de generación baja. En su mayoría se construyen en zonas aisladas y no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida. Se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona en donde se llevar a cabo el proyecto.

¹⁷ Idem p. 63

Estas centrales hidroeléctricas pequeñas tienen la desventaja de proporcionar una corriente eléctrica variable, puesto que los cambios climáticos y meteorológicos pueden hacer variar el flujo de agua, y por tanto la cantidad de agua disponible.

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

La Organización Latinoamericana de energía OLADE clasifica las PCH de acuerdo a la potencia instalada como de muestra en la tabla 2.

POTENCIA (kW)	TIPO
0 – 50	Micro central
50 – 500	Minicentral
500 – 5000	Pequeña Central

Tabla 2. Clasificación de PCH según potencia instalada. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001.

Según la caída las clasifica como se muestra en la tabla 3.

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

Tabla 3. Clasificación de PCH según caída.

El ISA clasifica las centrales hidroeléctricas de acuerdo a su potencia instalada de la siguiente forma.

TIPOS	POTENCIA (MW)
Micro centrales	menores a 0.1
Minicentrales	de 0.1 a 1
Pequeña central hidroeléctrica	de 1 a 10

Tabla 4. Clasificación de PCH según potencia instalada ISA.

1.3.1.1 Tipos de centrales hidroeléctricas. El aprovechamiento hidroenergético se puede realizar construyendo una presa para crear un embalse, esta forma requiere de gran profundidad en su diseño y gran tecnología. Este tipo de obra no es recomendable para las pequeñas centrales, por cuanto son obras costosas que en la mayoría de los casos encarecen el costo de kw instalado. La otra forma es por medio de la derivación del caudal; este caso tiene un fácil diseño y es posible usar tecnología regional; en Colombia, dentro del rango de potencia instalada de 100 a 1000 kW, este es el tipo de PCH usadas.

1.3.1.1.1 Pequeña central hidroeléctrica con derivación. Este tipo de planta es de filo de agua, en la que no se usa un embalse para almacenar agua, sino que el caudal se toma del recurso hídrico directamente por medio de una bocatoma que dirige el caudal a un canal en el que se alcanza la caída necesaria para obtener la potencia requerida; después se encuentra un tanque de presión y un desarenador que conducen el caudal a una tubería a presión por la cual se lleva a la turbina de generación. Su impacto ambiental es mínimo comparado con el causado por un proyecto de autorregulación o que usa una presa.

A continuación se hará una breve descripción de Los elementos que componen una PCH en derivación:

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

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

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

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

Tanque de presión: Es un tanque en el que la velocidad del agua es cercana a cero, empalma con la tubería a presión, y debe evitar el ingreso de sólidos y de burbujas de aire a la tubería de presión, y amortiguar el golpe de ariete; además, debe garantizar el fácil arranque del grupo turbina-generator y tiene un volumen de reserva en caso de que las turbinas lo soliciten.

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

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

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

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

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

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

1.3.1.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia. Colombia tiene grandes posibilidades para una amplia difusión de pequeñas centrales hidroeléctricas en todo el país, además las empresas eléctricas e instituciones financieras muestran gran interés en un programa nacional para la rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas ya que es una alternativa económica para el abastecimiento de energía. Existen más de 60 en todo el territorio nacional.

En las zonas rurales, fuera del consumo doméstico y social, se puede utilizar la energía con otros fines como secar el café u otros granos, despulpar el café, trapiches, pica-pastos, panaderías, carpinterías, talleres metal - mecánicos y automotriz, conservación de productos agrícolas, desgranar o trillar maíz, soja, sorgo, etc.

Los interesados son por un lado empresas eléctricas estatales e instituciones de desarrollo, y por otro lado agricultores y comunidades en zonas rurales aisladas.

“Últimamente se han desarrollan proyectos para el bajo y medio Putumayo: Mitú usando como fuente el río Vaupés, y Bahía Solano en el Chocó tomando las aguas de la quebrada de Mutatá afluente del Río Boroboro.¹⁸”

1.3.2 Energía solar. “La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión la cual llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres.¹⁹”

¹⁸ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 145

¹⁹ Idem. p. 85

“La intensidad de energía solar disponible en un punto determinado de la Tierra depende, del día del año, de la hora y de la latitud. La cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.²⁰”

La cantidad de cada tipo de radiación en un lugar determinado depende de la limpieza de la atmósfera, la cantidad de nubes, la humedad y las condiciones ambientales del sitio, con una variación del 10% al 85% para la radiación difusa, que es la que llega a la superficie de la Tierra, desde el resto del cielo, como producto de la dispersión y difusión que sufre al pasar por la atmósfera terrestre, tendiendo a ser menor en las zonas tropicales. La radiación total promedio anual sobre la superficie de la tierra varía de los 2000 kW/m² a los 2500 kW/m² en zonas de gran asoleamiento como los desiertos, y de los 1000 a los 1500 kW/m² en los lugares localizados en latitudes altas. En los días de nublado cerrado la insolación es muy baja, por lo que las condiciones climatológicas se consideran altamente desfavorables para aprovechar la radiación solar.

La recogida directa de energía solar -radiación directa, que está compuesta por el flujo de rayos recibidos desde la dirección del sol- requiere dispositivos artificiales llamados colectores solares, diseñados para recoger energía después de concentrar los rayos del Sol. Los colectores solares pueden ser de dos tipos principales, que son los de placa plana y los de concentración.

1.3.2.1 Colectores de placa plana: “Estos interceptan la radiación solar en una placa de absorción por la que pasa un fluido llamado fluido portador. Éste, en estado líquido o gaseoso, se calienta al atravesar los canales por transferencia de calor desde la placa de absorción. La energía transferida por el fluido portador, dividida entre la energía solar que incide sobre el colector y expresada en porcentaje, se llama eficiencia instantánea del colector. Los colectores de placa plana tienen, en general, una o más placas cobertoras transparentes para intentar minimizar las pérdidas de calor de la placa de absorción en un esfuerzo para maximizar la eficiencia. El ángulo de inclinación óptimo para montar los colectores depende de la latitud del lugar en donde se vayan a instalar.²¹”

²⁰ Idem p. 86

²¹ Idem p. 86

1.3.2.2 Colectores de concentración: “Son dispositivos que reflejan y concentran la energía solar incidente sobre una zona receptora pequeña. Como resultado de esta concentración, la intensidad de la energía solar se incrementa y las temperaturas del receptor pueden acercarse a varios cientos de grados Celsius. Para que los concentradores actúen con eficacia deben moverse para seguir al Sol, para ello se utilizan dispositivos denominados helióstatos.²²”

Las células solares hechas con obleas finas de silicio, arseniuro de galio u otro material semiconductor en estado cristalino, convierten la radiación en electricidad de forma directa y de ahí en energía rotativa, cinética, electromagnética, calorífica, luminosa o cualquier otra que se quiera.

“El efecto fotoeléctrico ocurre cuando un material es irradiado con energía luminosa y genera corriente eléctrica. En un diodo luminoso ocurren dos efectos, el de crear luz con electricidad y el de crear electricidad con la luz. Un diodo está formado, como su nombre indica por dos partes, una parte positiva y la otra negativa, en la positiva el material se encuentra falto de electrones y a la negativa le sobran. Cuando estas dos partes se unen forman lo que se llama diodo semiconductor. Las características principales de éste elemento son que la corriente eléctrica sólo puede circular hacia un sentido; que a medida que aumenta la temperatura y el rendimiento aumenta; y que también produce efecto fotoeléctrico.²³”

Hay diferentes tipos de células solares en cuanto al proceso de fabricación, rendimiento y precio se refiere:

Células Monocristalinas: “Son células formadas por un sólo tipo de cristal. Tienen rendimientos muy buenos, en algunos casos, superiores al 30%.²⁴”

Células policristalinas: “Se construyen básicamente con silicio, mezclado con arsenio y galio. Son más sencillas de conseguir que las monocristalinas y

²² Idem p 87

²³ Idem p 87

²⁴ Idem p 88

tienen unos rendimientos hasta del 15%. No son muy duraderas pero son perfectas para lugares como la alta montaña, los desiertos etc.²⁵”

Células amorfas: “Se construyen evaporando encima de un cristal en una cámara de efluvios el material semiconductor y colocando dos electrodos en cada una de las unidades correspondientes. Son las más baratas, menos duraderas y con rendimientos muy bajos, de alrededor de un 6%. La energía que proporcionan es muy baja.²⁶”

Existen cuatro tipos de energía solar:

1.3.2.3 Energía solar pasiva: “Esta tecnología permite retener el calor disponible para su utilización en la calefacción o refrigeración de espacios. Estos sistemas de energía necesitan grandes áreas de captación, lo que por lo general requiere una gran superficie vidriada. La refrigeración solar de los edificios se basa en la creación de diferencias de temperatura, que provocan un movimiento del aire por convección. El índice de aplicación de tecnología solar pasiva depende en gran medida del ritmo de construcción de nuevos edificios, aunque el uso de la refrigeración solar pasiva está disminuyendo, dado que la mayoría de las construcciones incorporan sistemas de aire acondicionado.²⁷”

1.3.2.4 Sistemas heliotérmicos. “Estos sistemas funcionan concentrando la luz solar en una estación receptora o colector, para calentar un fluido, que puede utilizarse para producir vapor a fin de generar electricidad. Los tipos más importantes de colectores son los de placa plana, de metal o de material plástico, aunque los hay también con sistemas de almacenamiento incorporado.²⁸”

²⁵ Idem p 90

²⁶ Idem p 91

²⁷ Idem p 91

²⁸ Idem p 92

Esta energía tiene una amplia gama de aplicaciones:

- Calentamiento de agua en viviendas, en cuyo caso es necesario un colector y un tanque de almacenamiento aislado. La energía solar calienta el agua del colector, el agua caliente asciende hasta la parte superior del tanque, y la que se va utilizando es automáticamente sustituida por agua fría que entra por el fondo del depósito.
- Los sistemas de circulación forzada utilizan grandes baterías de colectores de placa plana y una bomba para abastecer a lecherías, industrias textiles, hoteles y hospitales de las grandes cantidades de agua caliente.
- El aire obtenido de los colectores puede utilizarse para secado de algunos productos agrícolas como té, tabaco y cereales, y es mucho más rápido y controlado que el secado al sol.
- Calefacción de espacios en clima frío.
- Sistemas de refrigeración y aire acondicionado.
- Cocción de alimentos.
- Bombeo de agua, aunque esta aplicación aún tiene problemas de costo y fiabilidad técnica que superar.

La energía heliotérmica es un recurso de considerable potencial en la producción de calor para procesos industriales, especialmente en zonas en donde la radiación solar es abundante.

1.3.2.5 Energía solar fotovoltaica: “Las células fotovoltaicas captan la energía del sol y la transforman en electricidad de manera muy eficaz. Se utilizan en una amplia gama de aplicaciones, especialmente en el suministro de energía a pequeñas poblaciones aisladas, en el bombeo y la

desalinización de agua, y para los equipos de mantenimiento eléctrico. El costo de implementación de este sistema es elevado, pero se prevén innovaciones en las células energéticas para reducir espectacularmente el costo de producción de electricidad. Los sistemas solares fotovoltaicos de uso doméstico pueden ayudar proporcionando luz y otros servicios a un gran número de viviendas insuficientemente atendidas por las fuentes de energía existentes o que carecen en absoluto de servicios²⁹.

“Un típico sistema solar consiste en un dispositivo fotovoltaico de determinada potencia, una batería recargable para el almacenamiento de la energía, un regulador de carga de la batería, una o más luces, enchufes, interruptores y cables. El Banco Mundial sostiene que puede constituir el medio más económico de proporcionar luz y energía eléctrica para pequeños aparatos en zonas remotas y de escasa densidad demográfica. Incluso en zonas que algún día tal vez se conecten a la red tras un aumento de la demanda de electricidad originado por los mayores ingresos personales y de la comunidad, pueden ser una solución provisional eficaz.³⁰”

“Cada unidad que integra el panel fotovoltaico es una pequeña placa de silicio de aproximadamente 11 cm por lado y de 4 a 5 mm de espesor. El silicio es un metaloide extraído de la sílice, que transforma la luz en corriente eléctrica. Los paneles fotovoltaicos formados por estas células son altamente resistentes a la degradación, lo que se obtiene mediante un sistema de metalización de alta tolerancia a los ambientes corrosivos, a la humedad y al aire. Están protegidos por capas interpuestas de vidrio templado, encapsulante polimérico, una barrera climática de poliéster, una lámina metálica y una superficie de reverso de resina sumamente resistente. Por lo general contienen 34 o 36 unidades monocristalinas o policristalinas de silicio, conectadas en serie, formando por lo general 4 hileras doblemente interconectadas para reducir al máximo las fallas eléctricas.³¹”

²⁹ Idem p 91

³⁰ Idem p 92

³¹ Idem p 92

1.3.2.6 Energía solar vía satélite. Consiste en el empleo de varios satélites grandes colocados en el espacio. “Estos satélites transformarían la energía solar en energía eléctrica que se envía a la Tierra en forma de un haz de microondas. En la estación receptora, la energía se convertiría en energía apta para ser incorporada a las redes de distribución de electricidad. Esto es hasta ahora solo una propuesta, en la cual esta trabajando la NASA y el Departamento de Energía de Estados Unidos.³²”

1.3.2.7 Energía solar en Colombia. “Los calentadores solares existen desde los años 30 en nuestro país. En Colombia según el Ministerio de Minas se podría llegar a conseguir el equivalente de 260.000 kilovatios solares, solamente utilizando esta fuente para el calentamiento del agua. Existe un atlas de radiación solar en Colombia, que permite determinar en que zonas, puede ser más eficiente dicha tecnología, dato importante puesto que hay que hacer más inversiones en la construcción de colectores del calor solar.³³”

“En lo referente a los sistemas fotovoltaicos, estos son indispensables para las telecomunicaciones rurales del país, con más de 5.000 sistemas, y para el suministro de energía eléctrica a hogares y comunidades aisladas; hay alrededor de 15.000 dedicados a este uso. Por este medio se logra abastecer de energía suficiente para iluminación, radio y televisión, que son algunas necesidades básicas del usuario. Este sistema sería más económico que llevar redes eléctricas a zonas aisladas.³⁴”

“El costo por lo general está relacionado con cada aplicación, sin embargo, en términos generales puede decirse que el costo por watio/módulo, en Colombia oscila entre 7 y 10 dólares por Watt, y tomando en cuenta financiamiento y vida útil de los equipos, la energía generada puede llegar a costar entre 0.1 y 0.5 dólares Kw/h.³⁵”

³² DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p 155 párrafo 1

³³ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 93

³⁴ Idem p 94

³⁵ Idem 94

1.3.3 Energía eólica. “La energía cinética es el producto de la radiación solar absorbida por la atmósfera que se manifiesta en los vientos como energía eólica. La energía contenida en los vientos es de aproximadamente el 2% del total de la energía solar que llega a la Tierra, estimada en $2.5 \cdot 10^{12}$ toneladas equivalentes de carbón al año.³⁶”

“La energía solar y la eólica son las mejor distribuidas en el planeta, pero tienen un gran problema, y es la irregularidad de su producción.³⁷”

La energía eólica es la fuente energética de más crecimiento en el mundo. Actualmente, en muchos países se están construyendo turbinas eólicas para generar energía eléctrica bien sea conectada a la red o independiente.

Los recursos eólicos son suficientes para producir miles de megavatios de electricidad en Asia y América Latina, especialmente a lo largo de las costas, en China occidental, partes de la India, el nordeste y el sur del Brasil, los Andes y el norte de África. En estas regiones los pequeños sistemas autónomos son especialmente apropiados para zonas remotas carentes de acceso a una red eléctrica.

Entre las diversas energías alternativas, la energía eólica es probablemente la más viable desde el punto de vista económico.

Puede existir un rechazo de las comunidades al aspecto de energía eólica en tierra, ya que una instalación de éstas, de cientos o incluso miles de máquinas, puede ser desagradable a la vista, generan un impacto visual fuerte; además, las turbinas también son ruidosas y pueden afectar la

³⁶ DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p. 78

³⁷ Idem p. 79

recepción y transmisión de las señales de televisión en un radio de 4 km. Parte de la solución es instalar las turbinas eólicas en el mar.

Los generadores de turbina de viento tienen varios componentes. El rotor convierte la fuerza del viento en energía rotatoria del eje, una caja de engranajes aumenta la velocidad y un generador transforma la energía del eje en energía eléctrica. En algunas máquinas de eje horizontal la velocidad de las aspas puede ajustarse y regularse durante su funcionamiento normal, así como cerrarse en caso de viento excesivo. Otras emplean un freno aerodinámico que con vientos fuertes reduce automáticamente la energía producida. Las máquinas modernas comienzan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de unos 19 km/h, logran su máximo rendimiento con vientos entre 40 y 48 km/h y dejan de funcionar cuando los vientos alcanzan los 100 km/h.

Los lugares ideales para la instalación de los generadores de turbinas son aquellos en los que el promedio anual de la velocidad del viento es de cuando menos 21 km/h.

Como ventajas de la energía eólica se tiene que no contamina el medio ambiente con gases ni afecta en el efecto invernadero; ayuda a reducir la dependencia de combustibles fósiles; las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas; el tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.

Un sistema conversor de energía eólica se compone de tres partes principales:

- “El rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema. El rotor puede ser de eje horizontal o vertical, éste puede recuperar, como máximo teórico, el 60% de la energía cinética del flujo de viento que lo acciona. Esta formado por las aspas y la maza central en donde se fijan éstas y se unen a la flecha principal; el rotor puede tener una o más aspas. El

rotor mas utilizado en los aerogeneradores de potencia es el horizontal de tres aspas para producir electricidad trifásica.³⁸”

- “Sistema de transmisión, cuya función es acoplar la potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación, es decir, si se trata de bombeo de agua el sistema se denomina aerobomba, si acciona un dispositivo mecánico se denomina aeromotor y si se trata de un generador eléctrico se denomina aerogenerador. La transmisión puede consistir en un mecanismo para convertir el movimiento rotatorio de la flecha en un movimiento recíproco para accionar las bombas de émbolo de las aerobombas, que en el campo se utilizan para suministrar agua a los abrevaderos del ganado o a las viviendas.³⁹”
- “En los aerogeneradores de potencia, el sistema de control lo constituye un microprocesador que analiza y evalúa las condiciones de operación considerando rumbo y velocidad del viento; turbulencia y rachas; temperaturas en el generador, en la caja de transmisión y en los baleros de la flecha principal. Además, evalúa la presión y la temperatura de los sistemas hidráulicos de los frenos mecánicos de disco en la flecha, sus r.p.m., así como los voltajes y corrientes de salida del generador. Detecta vibraciones indebidas en el sistema, optando por las mejores condiciones para arrancar, parar, orientar el sistema al viento y enviar señales al operador de la central eólica sobre la operación del mismo.⁴⁰”
- “El aerogenerador está soportado por una torre, que es importante ya que la potencia del viento es función del cubo de su velocidad y el viento sopla más fuerte entre mayor es la distancia mayor al suelo; por ello, el eje del rotor se sitúa por lo menos a 10 metros en aerogeneradores pequeños y hasta 50 o 60 metros del suelo, en las máquinas de 1500 kW. En un aerogenerador de 500 kW son típicas las torres de 40 metros, y éstas pueden ser de dos tipos: La tubular,

³⁸ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 97

³⁹ Idem p. 97

⁴⁰ Idem p. 98

recomendada en áreas costeras, húmedas y salinas, y la estructural o reticular, propia de regiones secas y poca contaminación atmosférica, por ser más baratas y fáciles de levantar.⁴¹

1.3.3.1 Aeroturbinas. Las aeroturbinas pueden ser de dos tipos: lentas y rápidas. A continuación se mencionan algunos aspectos de las mismas:

- “La colocación de un aeromotor lento, en muchos casos está obligada por las velocidades de viento previsibles, que no llegan a hacer rentable una máquina rápida.⁴²”
- Las aeroturbinas rápidas dan mejores rendimiento ya que como funcionan a velocidades de viento más altas y suelen tener mayor diámetro su potencia es mucho mayor.
- “Los molinos americanos son recomendables para el bombeo de agua.⁴³”
- “La fabricación de los molinos lentos es más fácil que la de los rápidos, sobre todo en el proceso de fabricación de las palas del motor.⁴⁴”
- El rotor de una máquina rápida está formado por perfiles aerodinámicos que requieren una construcción especial, no solo por efectos estructurales sino también para facilidad de mantenimiento.
- Las máquinas rápidas funcionan por efectos de sustentación del viento, y las lentas por efectos de resistencia.

⁴¹ Idem p. 99

⁴² DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p. 90

⁴³ Idem p. 90

⁴⁴ Idem p. 91

1.3.3.2 Dispositivos de orientación. “Uno de los principales problemas que plantean los molinos de eje horizontal es la necesidad de orientarlos, de tal forma que el viento incida perpendicularmente en el disco del rotor, con el fin de conseguir la máxima potencia, para que incida la mayor cantidad de masa de aire en movimiento, y así sea posible sustraer la mayor cantidad de energía cinética⁴⁵”. Existen diversos tipos de sistemas creados con este fin, como lo son las veletas, los molinos auxiliares, dispositivos autororientables y servomotores.

“Otro procedimiento de orientación de las máquinas eólicas es la utilización de rotores auxiliares situados en un plano ortogonal al plano del rotor del molino. Cuando éste no está orientado en la dirección correcta, el rotor auxiliar comienza a girar y hace que la máquina principal se oriente correctamente.⁴⁶”

“Se puede conseguir que la máquina eólica sea autororientable, sin más que disponer el rotor a sotavento de la torre, de forma que el viento incida antes en la góndola del molino que en el rotor. Claro que este sistema implica interferencia ya que el rotor está situado detrás de la torre y por ello, se deberán construir góndolas y torres que presenten poca resistencia.⁴⁷”

“Otro dispositivo muy importante en una máquina eólica es la regularización, que además servirá de protección de dicha máquina para velocidades de viento superiores a las admisibles bajo del punto de vista estructural.⁴⁸”

1.3.3.3 Almacenamiento de energía. “El sistema más utilizado ha sido siempre el de baterías, que presenta buenas características para aplicaciones de baja potencia. Las baterías más baratas y comúnmente empleadas son las de plomo ácido, que se utilizan en automóviles. Estas baterías están formadas por un electrodo positivo de dióxido de plomo y uno negativo de plomo esponjoso, sumergidos los dos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido.⁴⁹”

⁴⁵ Idem p. 90

⁴⁶ Idem p. 93

⁴⁷ Idem p. 93

⁴⁸ Idem p. 94

⁴⁹ Idem p. 97

1.3.3.4 Energía eólica en Colombia. “En Colombia aún no existen parques eólicos. Sin embargo, se cree que la potencia del viento puede hacer contribuciones importantes hacia otra diversificación de las fuentes de la generación de potencia. En ausencia de medidas de ayuda política y financiera, la energía del viento tiene que competir en el precio en el mercado al por mayor de la electricidad.⁵⁰”

“El sitio propuesto para el parque eólico de 24,7 MW se encuentra en la península de Guajira en la costa atlántica, entre Cabo de la Vela (Uribia) y Puerto Bolívar. El área es árida y escasamente poblada.⁵¹”

“El potencial de viento de Colombia no se ha evaluado sobre el país entero aunque hay sin embargo, un número de estudios regionales basados en datos meteorológicos del funcionamiento de las estaciones por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) o por los aeropuertos. Estudios de PESENCA muestran el potencial de viento de la costa atlántica en la Guajira y San Andrés y Providencia. Es importante precisar que la península de La Guajira recibe los vientos provenientes del norte, que también soplan en Curazao, en donde se encuentra la estación de viento de Terra Cora que funciona con una capacidad instalada de 3MW (12 unidades de 250kW). Las velocidades mensuales medias del viento mostradas en los expedientes de esta estación, dan un promedio total de 7 m/s.⁵²”

Se contemplan estas dos posibilidades, cuando en el lugar de la instalación hay presencia de viento y sol. Estas condiciones no se dan en todas partes, por lo que es necesario conocer con detalle el potencial eólico y solar de un lugar antes de decidirse por esta opción.

1.3.4 Biomasa. La biomasa es una fuente de energía que utiliza ciertos productos del agro, en particular madera y desechos agrícolas, ya sea

⁵⁰ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 108

⁵¹ Idem 108

⁵² Idem 109

directamente como combustible, o como fuente para la obtención de otros combustibles por fermentación, como es el caso del alcohol o el metano. Es un recurso alternativo del que puede disponerse localmente y se divide en general en tres categorías: biomasa leñosa, residuos agrícolas y agroindustriales, y desechos animales.

La biomasa leñosa se obtiene de los bosques naturales y plantados por el hombre, así como de la selvicultura. Esta es la materia prima utilizada en la dendroenergía. Entre los residuos agrícolas cabe mencionar las pajas del arroz y del trigo, los tallos de mostaza y las varas de algodón y de yute. El más importante de los residuos de origen animal es el estiércol, empleado como combustible o abono.

Los dos principales procesos para convertir la biomasa en formas útiles de energía son el bioquímico y el termoquímico. El proceso bioquímico consume poca energía y se basa en la acción de bacterias que degradan las moléculas complejas de la biomasa en moléculas más simples. En el método termoquímico, la biomasa se eleva a altas temperaturas, y dependiendo de la cantidad de oxígeno suministrado, tienen lugar procesos como la pirólisis, combustión y gasificación.

En condiciones determinadas de temperatura y suministro de oxígeno, se forma una mezcla gaseosa rica en monóxido de carbono e hidrógeno. Este proceso se denomina gasificación térmica. Ese gas tiene un alto valor calorífico y puede utilizarse para accionar motores de dos carburantes o motores diesel. Un gasificador utilizado junto con un motor diesel es fundamentalmente un dispositivo para economizar carburante.

A continuación se muestra una explicación básica de las principales tecnologías posibles para la producción de energía a partir de la biomasa:

- Gasificación: “Conversión de la biomasa en combustible gaseosos para producir calor y electricidad a partir de la utilización de motores gaseosos generadores.⁵³”
- Combustión: “La combustión de la biomasa produce calor y electricidad empleando generadores de turbinas de vapor.⁵⁴”
- Pirólisis: “Descomposición termal de la biomasa sometiéndola a altas temperaturas en ausencia de aire y oxígeno.⁵⁵”
- Co-generación: “Es la combustión de la biomasa como sustituto parcial del carbón.⁵⁶”
- Fermentación alcohólica: “Producción de combustible alcohólico a partir de la transformación del almidón en azúcar y de la fermentación de azúcar a alcohol.⁵⁷”
- Gasificación o Síntesis de Combustible: “Empleo de la gasificación y del proceso de refinado de los combustibles para la producción de metanol.⁵⁸”
- Transesterificación: “Implica la combinación de aceites orgánicos y alcohol para formar ésteres lipídicos como el etil o metil éster. Se denomina biodiesel al combustible final.⁵⁹”
- Digestión anaeróbica: “Producción de gas metano por medios biológicos en condiciones anaeróbicas.⁶⁰”

⁵³ Idem 142

⁵⁴ Idem 142

⁵⁵ Idem 142

⁵⁶ Idem 142

⁵⁷ Idem 142

⁵⁸ Idem 142

⁵⁹ Idem 143

⁶⁰ Idem 143

- Microturbinas: “Producción de electricidad a partir de la biomasa mediante el uso de turbinas más pequeñas.⁶¹”

Otro aspecto importante de la biomasa es su economía, la cual parece tener buenas perspectivas, especialmente cuando el costo de la biomasa es nulo o insignificante, por ejemplo: no hay escasez de residuos forestales en toda Asia, América Latina y África.

En los últimos años, varios programas nacionales e internacionales están alentando y apoyando la mejora y desarrollo de formas de producción y usos de la biomasa como recurso para la generación de calor y energía eléctrica.

El uso de la biomasa como energía implica un tratamiento previo de los materiales de origen con el fin de adaptarlos a las características técnicas de los equipos. En función de los materiales de origen y de los procesos de transformación, los resultados pueden ser la producción de calor y/o energía eléctrica mediante métodos directos (e.g. combustión de la biomasa residual) o mediante métodos indirectos (e.g. combustión del Biogás producido en la digestión anaerobia de los residuos biodegradables). Otra opción es la producción de biocombustibles líquidos, por ejemplo, fermentación alcohólica o transesterificación.

El rendimiento de las tecnologías de generación de energía a partir de biomasa dependen de circunstancias locales tales como la disponibilidad para la producción de energía eléctrica, disponibilidad de combustibles y costes derivados, así como las propiedades químicas y físicas de los combustibles.

1.3.4.1 Biogás. El biogás se produce gracias a un fenómeno natural cuando la materia orgánica de origen animal o vegetal entra en descomposición sin la presencia de aire; la acción de ciertas bacterias produce un gas inflamable.

⁶¹ Idem 143

La tecnología del biogás consiste en la producción de un gas combustible (biogás) y un abono (fango) adicional mediante la fermentación anaeróbica de sustancias orgánicas bajo condiciones controladas como la temperatura entre otras.

La materia prima para la producción de biogás puede ser cualquier materia orgánica. Las que más comúnmente se utilizan son los desechos de origen humano y animal, los residuos agrícolas, las plantas acuáticas y los desechos sólidos industriales y municipales. Este producto, es decir, el biogás, es una mezcla de metano, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, con indicios de hidrógeno, nitrógeno y monóxido de carbono. El gas no es tóxico, es inodoro y arde con una llama azul, límpida que no tizna. Es otra fuente segura de energía. Actualmente, el biogás se utiliza para cocinar, para el alumbrado y para accionar motores.

Para la comunidad, el biogás es una posible fuente de energía para las pequeñas agroindustrias y puede reducir la contaminación procedente de desechos de origen humano animal.

Sin embargo la producción de biogás entraña algunas dificultades. Los gastos de infraestructura de una instalación, sumados a las cargas en concepto de mantenimiento y reparaciones suelen ser elevados.

La composición general del biogás es:

Metano: 55 a 70 %
Dióxido de carbono: 30 a 40 %
Anhídrido sulfuroso: menos de 1%
Hidrógenos: 1 a 3 %
Otros gases: 1 a 5 %

El poder calorífico del biogás varía entre 5.000 a 5.500 Kcal/m³. Cuando es depurado puede aumentar hasta 8.500 Kcal/m³.

1.3.4.2 Dendroenergía. “La madera estará en constante regeneración mientras los bosques continúen captando radiación del Sol. La madera para combustible fue la principal energía en muchas regiones del mundo; de hecho, en términos del total de la cantidad de energía involucrada en el mundo, la madera para combustible es la quinta fuente de energía.⁶²”

“Desafortunadamente el contenido energético de este combustible no es muy alto, además de su uso limitado como combustible. El problema es que el abastecimiento de combustible con este sistema requiere una superficie de cultivo muy grande, debido a su rendimiento.⁶³”

“Las ventajas resultarían de la reforestación, como el control de la erosión de la tierra y el control de agua, aumento de la calidad de aire; además las cenizas de madera resultantes de la combustión en las plantas eléctricas darían un fertilizante valioso. Las desventajas incluyen el hecho de que la deforestación aumentaría el exceso global de CO², ya que los bosques son altamente responsables de remover este compuesto de la atmósfera.⁶⁴”

1.3.4.3 Biomasa en Colombia. En el departamento del Valle de Cauca se realiza un importante avance en la utilización de los desechos vegetales. Allí se generan energía quemando el bagazo de su propia caña. Asocaña ha calculado que existe un potencial de generación de 130.000 Kilovatios, de los cuales 70.000 podrían instalarse a corto plazo.

“Las actividades desarrolladas en el entorno rural colombiano, ligadas al cultivo y cría de especies, arrojan una serie de desperdicios que pueden ser aprovechados para generar energía a un nivel local. La materia orgánica proveniente de residuos forestales, cascarillas, bagazos, estiércol, sebos y algunos residuos domésticos biodegradables, constituyen un excelente

⁶² DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p. 166

⁶³ Idem 166

⁶⁴ Idem 167

insumo bioenergético. Esta alternativa implica desarrollar esfuerzos colectivos destinados a recolectar, clasificar, transportar y utilizar estos residuos en los biodigestores.⁶⁵

1.3.5 Energía geotérmica. Los yacimientos de agua caliente y vapor ya proporcionan modestas cantidades de electricidad en algunas partes del mundo. Pero los yacimientos geotérmicos secos, magmáticos y geopresurizados son inmensas fuentes de energía, virtualmente inexplotada hasta el momento.

“La energía geotérmica es una fuente de energía tal que si se pudiera captar eficientemente y almacenar para su uso posterior sin pérdidas considerables, con ella se podría cubrir las necesidades energéticas de todo el planeta.⁶⁶ Esta energía es el calor del interior de la tierra atrapado a baja profundidad como vapor seco, vapor húmedo, salmuera, roca dura caliente, líquido presurizado o magma. El calor es transmitido por conducción ascendiendo hasta la superficie o muy cerca de ella. El origen del calor puede deberse a la desintegración radiactiva de elementos tales como Potasio (K) 40, o isótopos de elementos radiactivos como Uranio y Thorio, que tienden a acumularse en la parte superior de la corteza. También puede originarse por la energía liberada en los movimientos de placas tectónicas ampliamente conocidos en la actualidad. El calor también puede provenir del núcleo del globo terráqueo almacenado allí desde su formación hace cerca de 5.000 millones de años. Se estima que sólo los recursos mundiales de los yacimientos geotérmicos secos son 20 veces mayores que los recursos de combustibles fósiles. La tecnología geotérmica actual se deriva principalmente de las tecnologías utilizadas en la industria del petróleo y el gas. Uno de los problemas que se plantean es el alto riesgo de las inversiones que requiere la prospección geotérmica. Además, tras los costos iniciales de explotación, los beneficios de un yacimiento geotérmico son más graduales que los que se obtienen con la extracción de minerales.⁶⁷”

⁶⁵ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 139

⁶⁶ DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p.71

⁶⁷ Idem p.127

La explotación de la energía geotérmica requiere una fuerte inversión inicial, lo que constituye un inconveniente para la mayoría de los países en desarrollo y muchos países desarrollados.

“El gradiente geotérmico es la variación de la temperatura con la profundidad el cual puede variar de un lugar a otro. Es mayor en áreas volcánicas con valores alrededor de $4.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$. El promedio general en la Cordillera de los Andes es de 3°C por cada 100m de profundidad.

El grado geotérmico es el número de metros que hay que profundizar en la tierra para que la temperatura aumente 1°C .⁶⁸“

“Gradiente y grado geotérmico son magnitudes inversamente proporcionales ya que si aumenta cualquiera de las dos disminuye la otra. El gradiente geotérmico disminuye con la profundidad, por lo tanto el grado geotérmico aumenta.⁶⁹“

Los valores del grado y gradiente geotérmico de una región determinada pueden ser afectados por valores locales como los siguientes:

- *Conductividad térmica de las rocas:* Mayor el gradiente geotérmico, mayor la conductividad térmica de esas rocas.
- *Tipo de reacciones y procesos que se producen en las rocas de la zona.* Si en un sector concreto de la corteza terrestre, predominan reacciones con desprendimiento de calor o exotérmicas, el gradiente geotérmico aumenta; en las reacciones endotérmicas disminuye.
- *Proximidad de masas magmáticas:* Aumenta el gradiente geotérmico. Se observa claramente en zonas volcánicas.

⁶⁸ Idem p. 128

⁶⁹ Idem p.129

- *Concentración de elementos radiactivos en las rocas:* Cuando se desintegran desprenden grandes cantidades de calor aumentando el gradiente geotérmico.

“Una vez que tienen pozos de explotación se extrae el fluido geotérmico que es una combinación de vapor, agua y otros materiales. Éste es conducido a través de varios metros de tubería hacia la planta geotérmoelectrica donde debe ser tratado. En el primer proceso pasa por un separador de donde sale el vapor y la salmuera, que es una combinación de agua y materiales, la cual es enviada a pozos de reinyección para que agotar el yacimiento geotérmico. Esto se logra con trampas de vapor colocadas en la trayectoria hacia la planta.. El vapor continúa hacia las turbinas haciéndolas rotar y a su vez mover un generador que produce energía eléctrica. Al salir de la turbina el vapor es condensado y enfriado en torres y lagunas.⁷⁰”

La energía geotérmica tiene varias ventajas como las siguientes:

- El flujo de producción de energía es constante a lo largo del año ya que no depende de variaciones climáticas.
- Es un complemento ideal para las plantas hidroeléctricas.
- Con una explotación cuidadosa se puede tener un recurso casi permanente.
- Es relativamente fácil de atrapar.
- “Los costos de capital son más bajos que las plantas de energía alimentadas a base de combustibles fósiles o nucleares. 76 2”

“La producción de un pozo desciende rápidamente en sus primeros años de vida (3 o 4 años) para después estabilizarse en un caudal más o menos constante. También existen algunos pozos que inician su vida con el caudal más o menos estabilizado y tienen muy poca variación con el tiempo.⁷¹”

⁷⁰ Idem 129

⁷¹ Idem 130

“La transmisión de grandes caudales de vapor húmedo a bajas presiones y a grandes distancias presenta problemas técnicos de magnitud como el golpe de ariete, oscilaciones fuertes, depósito de sales y otros. Otro problema de la conducción del vapor es el arrastre de sedimentos de roca volcánica por parte del vapor, los cuales no afectan la tubería de conducción pero si la turbina, debiéndose separarlos antes de entrar a ella.⁷²”

Entre otros factores que influyen en la alternativa de selección de los sitios para instalar el pozo están:

- El tipo de fluidos disponibles que puede ser vapor recalentado o una mezcla vapor – agua (la mayor parte)
- La disponibilidad o no en el sitio de agua refrigerante para el condensador.
- El grado de arrastre de sedimentos volcánicos por parte del vapor.
- La posibilidad de utilización industrial o doméstica del agua recuperada
- La factibilidad de instalar un calentador para el caso de las centrales con mezcla agua vapor, con el fin de aumentar la potencia total.

1.3.5.1 Geotermia en Colombia. “En Colombia, se presentan áreas con altas probabilidades de promisorios resultados en la cordillera central y principalmente en zonas volcánicas activas como los volcanes Galeras y Doña Juana en el Departamento de Nariño, Sotará, Puracé y Pan de Azúcar en el Departamento del Cauca, Nevado del Huila, Nevado del Tolima y Nevado del Ruiz en el Departamento de Caldas. Colombia presenta muchas zonas adecuadas que reúnen todas las condiciones geológicas, ambientales y estructurales necesarias para la explotación de la energía geotérmica, principalmente a lo largo de la Cordillera Central, eminentemente volcánica. En el Departamento del Cauca se presenta la región con mejores condiciones, tales como vulcanismo activo, presencia de manantiales calientes, fumarolas, sistemas de fallas y fracturas, áreas retiradas de zonas altamente pobladas, fundamentalmente en el área del volcán Puracé.⁷³”

⁷² Idem 131

⁷³ Idem p. 137

“Dada su independencia de los factores climáticos se reduce la vulnerabilidad de un sistema eléctrico, como el colombiano, que depende de las fluctuaciones meteorológicas. Los costos de generación pueden ser bastante reducidos, aún más, bajo el esquema de aprovechamiento integral del recurso. La inversión de capital es moderada y la puesta en explotación puede ser rápida. Es posible obtener energía geotérmica - eléctrica y calorífica que compite muy favorablemente con otros tipos de energía. Existen problemas de contaminación de aguas, del aire, ambientales, de ruidos y de subsidencia del terreno, que es preciso plantear con cuidado, pero que pueden tener solución. La ejecución de un proyecto puede ser rápida, entre 10 y 12 meses, una vez sean concluidos los estudios previos y con un gasto progresivo según la cantidad de energía deseada.”⁷⁴

1.3.6 Energía mareomotriz y de olas

1.3.6.1 Energía mareomotriz. El mar cubre el 71% de la superficie terrestre; dentro de él existe una incalculable fuente de energía. En la superficie los vientos provocan las olas que pueden alcanzar hasta 12 metros de altura, 20 metros debajo de la superficie; las diferencias de temperatura (que pueden variar de -2° C a 25° C) engendran corrientes; por último, tanto en la superficie como en el fondo, la conjugación de las atracciones solar y lunar, mueve continuamente millones de metros cúbicos de agua. La subida de las aguas se denomina flujo, y el descenso reflujó, éste más breve en tiempo que el primero. Los momentos de máxima elevación del flujo se denomina pleamar y el de máximo reflujó bajamar.

El movimiento de las aguas del mar, llamado marea, produce una energía que se transforma en electricidad en las centrales mareomotrices. Esto se hace por medio de presas y de la regulación del flujo de la marea por medio de las compuertas para accionar turbinas, del mismo modo como lo haría el agua cayendo de una cascada para generar electricidad en tierra. El sistema consiste en aprisionar el agua en el momento de la alta marea y liberarla, obligándola a pasar por las turbinas durante la bajamar.

Al subir la marea se crea un desnivel entre las láminas de aguas del mar y del interior de la ría. En este momento se abren las compuertas para que pase el agua al tiempo que hace mover las turbinas de unos generadores de

⁷⁴ Idem p. 139

corrientes situados junto a los conductos por los que circula el agua. Cuando la marea baja, el nivel de la mar es inferior al de la ría, porque el movimiento del agua es en sentido contrario que el anterior, pero también se aprovecha para producir electricidad.

Las posibilidades de futuro de la energía mareomotriz no son de consideración como fuentes eléctricas, por su baja rentabilidad y por la grave agresión que supondría para el medio ambiente.

Las ventajas de la energía mareomotriz son:

- Auto renovable.
- No contaminante.
- Silenciosa.
- Bajo costo de materia prima.
- No concentra población.
- Disponible en cualquier época del año.
- Raramente bajan su producción de energía.

Como desventajas se tiene:

- Impacto visual sobre el paisaje.
- Existen pocos lugares disponibles para esta aplicación.
- Traslado de energía muy costoso.
- Efecto negativo sobre la flora y la fauna.
- Los costos de construcción no son muy competitivos con las plantas de energía convencional, ya que la construcción es sobre el agua.
- Perturban el patrón de flujo natural del agua y pueden crear o agravar un problema, o la acumulación de la contaminación del río.

1.3.6.2 Energía de olas. “Las olas son una fuente de energía limpia e inagotable de gran magnitud. Son producidas por los vientos que soplan a

través de grandes cuerpos de agua; por lo tanto, son efectivos colectores y almacenadores de energía del viento.⁷⁵”

Las distribuciones geográficas y temporales de los recursos energéticos de las olas están controladas por los sistemas de viento que las generan (tormentas, alisios, monzones).

Los vientos imprimen a las capas superficiales del mar movimientos ondulatorios de dos clases o tipos diferentes, las ondas y las olas.

“Las primeras observan en el mar, incluso en ausencia del viento; son masas de agua que avanzan y se propagan en la superficie en forma de ondulaciones cilíndricas. Los elementos de una onda son su longitud, esto es, la distancia entre dos crestas consecutivas, la amplitud o distancia vertical entre una cresta y un valle, y el período, es decir el tiempo que separa el paso de dos crestas consecutivas por delante de un punto fijo, y la velocidad.⁷⁶”

“Esta energía se descompone en dos partes, las cuales, prácticamente, son iguales: una energía potencial, la cual provoca la deformación de la superficie del mar, y una energía cinética o de movimiento, debida al desplazamiento de las partículas.⁷⁷”

“La tecnología de conversión de movimiento oscilatorio de las olas en energía eléctrica se fundamenta en que la ola incidente crea un movimiento relativo entre un absorbedor y un punto de reacción que impulsa un fluido a través del generador. De los sistemas propuestos, para aprovechar la energía de las olas, se puede hacer una clasificación: los que se fijan a la plataforma continental y los flotantes, que se instalan en el mar, los cuales

⁷⁵ DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p. 169

⁷⁶ VALENCIA Delgado Juan Guillermo. Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 119

⁷⁷ Idem p. 119

generan mas costos por la dificultad a construir⁷⁸". Los siguientes son los convertidores de energía más conocidos:

- Columna oscilatoria de agua: "Es un artefacto parecido a una lata vacía de cerveza con un lado abierto bajo el agua. Las olas que entran provocan oscilaciones en la columna de agua atrapada en la lata volteada. Mientras el artefacto se balancea con el movimiento de las olas, el agua dentro de la boya es distribuida de un compartimiento a otro y de regreso. La distribución cambiante del agua empuja el aire dentro de la boya a través de una turbina de aire, la cual genera energía.⁷⁹"
- Bombas para olas: "Son mecanismos que están orientados de tal forma que las olas penetran por la boca de la bomba, la empujan hacia atrás y hacen pasar el agua por medio de válvulas y cámaras de presión para enviarlas de regreso al mar. Durante este proceso, el agua mueve el mecanismo para producir presión y flujo de agua hacia la turbina y el generador, que se encuentran sobre una estructura flotante inmediata a las bombas de olas; de la misma forma las torres de soporte para los cables de distribución están construidas sobre plataformas flotantes de concreto armado. Este sistema de energía se utiliza mucho para suministrar energía eléctrica a islas o sitios cerca al mar. "Las bombas de olas son mecanismos modulares construidos con plásticos de alta resistencia que soportan el mar, el agua salada y la intemperie.⁸⁰"
- Rompeolas flotante: "este sistema, simultáneamente protege la costa y genera energía mediante el vaivén angular de las olas, entrando y saliendo dentro de la bolsa estructura de polímeros colapsibles. Las olas chocan de frente contra el rompeolas flotante lleno de agua, contrayéndolo sobre su cincho y forzando el agua hacia ambas salidas. Las turbinas dentro de estructuras redondas del rompeolas serían encendidas por el movimiento lateral del agua, entrando y saliendo del rompeolas.⁸¹"

⁷⁸ Idem p. 120

⁷⁹ DEFFIS Caso Armando. Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999. p.170

⁸⁰ Idem p. 171

⁸¹ Idem p. 172

- Olas bajas: “este artefacto utiliza el transporte momentáneo de las olas bajas para mover agua de mar, sobre un piso adecuadamente inclinado hacia un gran tanque recolector. De ahí el agua fluye de regreso al mar mediante una turbina de cabeza baja. La generación de energía en marea alta sería elevada por el aumento en altura y volumen de las olas durante este tiempo. Las plantas de energía como ésta, con base en tierra firme, sería menos propensas a daños que otros diseños con base en el océano.⁸²”
- Balsas de contorno: “Consiste en una serie de balsas que delinear el contorno de las olas, esto es, siguen la forma de la ola para que las balsas adyacentes se levanten y bajen, relativas una a otra.¹⁷³” “Compresores hidráulicos o pistones entre cada balsa convierte este movimiento de levante y caída en pulsos hidráulicos, los cuales pueden hacer girar una turbina o almacenar el fluido presurizado, ya sea dentro del cuerpo de las balsas o en recipientes para almacenarlo por separado, y posteriormente utilizarlo para producir energía eléctrica.⁸³”
- Banda flexible: “este sistema incorpora bandas de caucho flexibles, rellenas de fluido hidráulico, que se encuentran firmemente aseguradas en concreto armado sumergido a lo largo de la costa. El cambio de presión de cada nivel de ola en las bandas comprime el fluido hidráulico a través de una línea de conducción en donde se acumula bajo presión. Esta presión a su vez hace funcionar una turbina y genera energía.⁸⁴”
- Rectificador de ola: “Está dividido en compartimientos como cajas colocados perpendicularmente a la dirección de la ola. Los compartimientos están adaptados con válvulas de una salida, diseñadas para que las olas dirijas el agua hacia el reservorio alternativo de alto nivel y vacíen el reservorio de bajo nivel. Esto produce una “cabeza” entre dos reservorios que pueden alimentar una turbina de agua y producir energía eléctrica.⁸⁵”

⁸² Idem p. 172

⁸³ Idem p. 173

⁸⁴ Idem p. 173

⁸⁵ Idem p. 174

- Tubos flotantes: Consiste en un tubo hueco de hormigón, de diez metros de largo, dispuesto verticalmente en el hueco de un acantilado. Las olas penetran por la parte inferior del cilindro y desplazan hacia arriba la columna de aire, lo que impulsa una turbina instalada en el extremo superior del tubo.
- Boya de Nasuda: Consiste en un dispositivo flotante donde el movimiento de las olas se aprovecha para aspirar e impulsar aire a través de una turbina de baja presión que mueve un generador de electricidad.
- Bombas de olas: Una serie de bombas de olas conectadas entre sí pueden enviar el agua de mar a una presa construida en tierra firme; de ese reservorio el agua fluye hacia abajo, de nuevo hacia el mar, pasando antes por una turbina que acciona un generador y produce energía eléctrica.

1.3.6.3 Energía por calor diferencial en el mar. La leve diferencia de temperaturas entre la superficie y las profundidades del mar (gradiente térmico), constituye una fuente de energía llamada mareomotérmica.

“La energía por calor diferencial puede ser derivada del gradiente térmico que existe entre un reservorio caliente y un reservorio frío, vía una bomba que transporta el líquido caliente. El calor fluirá espontáneamente de una región caliente a una región fría; canalizando el flujo con un motor de calor, es posible redirigir una fracción de la energía de calor como trabajo útil. El calor diferencial mínimo necesario es de aproximadamente 20 °C. La energía solar encerrada en estos gradientes representa un enorme potencial de abasto de energía.⁸⁶”

“Las plantas de energía por calor diferencial pueden ser construidas en tierra o en donde las corrientes oceánicas calientes o frías converjan cerca de la costa, o como plantas de energía flotantes que son capaces de operar en los

⁸⁶ Idem p. 178

océanos profundos. Dichas plantas pueden generar electricidad o combustible de hidrógeno.⁸⁷

Existen muchas ventajas al utilizar la energía de las olas:

- Constante abastecimiento de esta fuente de energía.
- No contaminación atmosférica, termal o en el agua.
- No requieren de área terrestre.
- “El agua fresca extraída puede considerarse un subproducto.”⁸⁸

Entre las desventajas se tiene:

- Impacto en el clima desconocido.
- Impacto al medio marino desconocido.
- Bajo potencial operacional de las planta.
- Corrosión si se construye con aluminio barato.
- Puede causar aumento de CO² atmosférico.

1.3.6.4 Corrientes oceánicas. “Las corrientes oceánicas se regeneran constantemente por la rotación de la Tierra y tienen un alto contenido de energía, pero su densidad energética es baja. Las corrientes oceánicas predominantes en el mundo tienen potencial para la generación de energía.”⁸⁹

“Entre los métodos viables existe uno en el cual cilindros gigantescos contruidos como un tubo Venturi son sumergidos paralelamente a la corriente oceánica.¹⁸¹ 2” “Otro diseño requiere el uso de un barco atado a una hilera de paracaídas en una estructura como una cinta transportadora. Con la corriente los paracaídas se abren y a contracorriente se cierran, reduciendo el arrastre. La electricidad se genera a bordo, donde el lento

⁸⁷ Idem p. 178

⁸⁸ Idem p. 179

⁸⁹ Idem p. 180

pero poderoso movimiento de la cinta transportadora hace girar el generador eléctrico.⁹⁰”

1.3.7 Otras fuentes

1.3.7.1 Pilas de combustible. La energía eléctrica se genera mediante un proceso electroquímico (una reacción entre hidrógeno y oxígeno) que sustituye la combustión. La tecnología es segura, flexible en cuanto a las fuentes de combustible y prácticamente no contaminante, además puede producirse electricidad con un rendimiento mayor que en los procesos de combustión. Podría realizarse en vehículos, viviendas e industrias con considerables beneficios ambientales. Esta tecnología es costosa, a causa del alto precio de las partes de las células, en especial algunas que están hechas de platino.

El desarrollo de esta tecnología dependerá de los avances que se hagan en electroquímica y en la tecnología de materiales y membranas. Algunos de los otros sectores en los que se está investigando son los de las células de ácido fosfórico, carbonato fundido, óxido sólido y membrana de intercambio protónico, pero su viabilidad está supedita a la reducción de los costos, a una demostrada fiabilidad y al mejoramiento del rendimiento.

1.3.7.2 Hidrógeno. “El hidrógeno es el más simple, ligero y abundante de los 92 elementos regenerativos en el universo, y el noveno mas abundante en la Tierra. Es una fuente de ingreso de energía que nunca se extinguirá ya que se recicla en un tiempo relativamente corto. Puede ser utilizado como combustible líquido, calentamiento de ambientes, generación de energía eléctrica o procesamiento industrial. Se puede hacer a partir de agua, por lo tanto su potencial de abasto es enorme⁹¹”. El hidrógeno puede ser producido por cuatro métodos:

⁹⁰ Idem p. 181

⁹¹ Idem p. 63

- *Electrólisis*: “Descomposición de una sustancia en solución, o en estado de fusión, por la electricidad.⁹²”
- *Termoquímicos divisibles en agua*: “Es un multiproceso en el cual disociaciones y asociaciones químicas bajo altas temperaturas cambia los valores de los químicos reciclándose en un sistema cerrado que descompone el agua en hidrógeno y oxígeno.⁹³”
- *Fotólisis*: “Es un medio para romper los lazos moleculares con fotones.⁹⁴”
- *Fotosíntesis por alga*: “Producción fotosintética de hidrógeno, usando algas y bacterias para descomponer el agua.⁹⁵”

El hidrógeno presenta las siguientes ventajas:

- Fuente de combustible más abundante.
- Existe poca o nula contaminación del aire.
- “Los convertidores de energía existentes pueden cambiar con facilidad la utilización de hidrocarburos a hidrógeno, frecuentemente con aumento de la eficiencia.⁹⁶”
- Tiene la masa más grande de energía por unidad de peso.
- Es más barato de transportar.
- Puede ser almacenado en diversos estados: gaseoso, sólido, líquido.

⁹² Idem p. 64

⁹³ Idem p. 64

⁹⁴ Idem p. 65

⁹⁵ Idem p. 65

⁹⁶ Idem p. 69

Como desventajas presenta:

- Tiene baja densidad energética con base en el volumen.
- La electrólisis es ineficiente, que es el método más fácil.
- Requiere de técnicas especiales en el manejo.
- En materia de estructuras puede presentar corrosión, oxidación y erosión.
- Su producción es costosa.

1.3.7.3 Energía eléctrica de la basura. “Ha surgido una nueva generación de incineradores que contaminan en mucho menor proporción que los que simplemente queman la basura sin filtrar polvos y gases contaminantes; además, estos nuevos incineradores son también plantas de producción de energía eléctrica, y separan los metales del resto de los residuos.⁹⁷”

“Estas plantas de producción de energía eléctrica aprovechan el poder calorífico de la basura domiciliaria, y ofrecen numerosas ventajas respecto a la solución del problema de los residuos sólidos.⁹⁸”

Como ventajas se tienen:

- La basura tomará un valor energético
- Se reduce la contaminación producida por los tiraderos y rellenos sanitarios.

⁹⁷ Idem p. 188

⁹⁸ Idem p. 189

- “Se hace producir lo que antes implicaba un gasto.⁹⁹”
- La energía producida es de bajo costo.

Y como desventajas:

- Inversión muy alta.
- Se eliminan las posibilidades de uso de los materiales orgánicos como compost.
- “Se centraliza el poder de la basura en pocas personas.¹⁰⁰”

1.3.7.4 Energía del hielo de los glaciares. “El hielo derretido de los glaciares puede transformarse en energía por medio de una planta hidroeléctrica. Sin embargo, el potencial de dicha fuente de energía solamente puede ser aprovechado en menor grado desde el punto de vista técnico, y no es inherente a todas las regiones. Los problemas de transmisión de energía y las mermas en la ecología impiden suponer que el hielo de los glaciares contribuya al suministro mundial de energía.¹⁰¹”

⁹⁹ Idem p. 193

¹⁰⁰ Idem p. 193

¹⁰¹ KONRAD Adenauer Stiftung- Política Energética. Alemania 1982. Martín Czakainski (Ed). p. 284

2. ETAPAS DEL PROYECTO

La formulación de una pequeña central hidroeléctrica requiere investigaciones en ciertos niveles de estudio, los cuales nos permiten llegar a la concepción de sus estructuras, que a su vez deben responder a la mejor alternativa desde el punto de vista técnico-económico.

Los niveles de estudio que se requiere para la concepción de una pequeña central hidroeléctrica son: inventario, reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad y diseño. El grado de refinamiento de cada uno de ellos, depende de la capacidad del proyecto y de la información y recursos financieros disponibles.

2.1 INVENTARIO

Estos estudios están orientados hacia el estudio de poblaciones que no tienen servicios de energía eléctrica, con el fin de determinar aquéllas en las cuales se presentan condiciones adecuadas para la instalación de una pequeña central hidroeléctrica. La evaluación de la demanda de energía eléctrica en la etapa del inventario, se puede asumir en forma rápida y aproximada valiéndose del criterio de algunos autores o entidades que tengan suficiente experiencia en la asignación de valores al respecto. Además, se requiere estimar de manera aproximada las posibilidades del recurso hidroenergético, para lo cual se hace necesario información básica como datos topográficos, información geológica y datos hidrológicos.

El objetivo básico de los estudios en la etapa del inventario es determinar el potencial teórico o bruto de la cuenca del río en estudio.

Para el rango en consideración de este trabajo, los estudios de inventario no se tomarán en cuenta, tomándose como primera fase la de reconocimiento, que se ampliará a continuación.

2.2 RECONOCIMIENTO

Una actividad muy importante en los estudios de una pequeña central hidroeléctrica es la de realizar visitas a la población a servir y a los lugares de emplazamientos de las obras; se debe considerar que en muchos casos no será posible servirse de cartas topográficas ni de fotografías aéreas, ya sea porque no se dispone de esta información o porque se trata de proyectos muy delimitados y circunscritos a zonas de pequeña extensión. El reconocimiento sobre el terreno hará posible la apreciación de factores no detectados en el estudio preliminar de inventario (que se omite en este rango) y una primera evaluación de problemas constructivos; también permitirá ratificar o revisar la selección de posibilidades de aprovechamiento a partir de un examen directo de las condiciones de fundación en los sitios propuestos.

Este reconocimiento tendrá que hacerse en un área lo suficientemente extensa que permita tener una idea global de la utilización del recurso hidroenergético en la zona.

Esta actividad permitirá la identificación de los mejores sitios para el desarrollo del aprovechamiento de los recursos hidráulicos con fines energéticos; se representarán en forma esquemática a escala conveniente las obras constitutivas de captación, conducción, tanque, tubería de presión, casa de máquinas y canal de fuga

Se hará un examen de los datos fluviométricos si estos existen, investigaciones de escorrentía, determinación de caudales, investigación de la utilización del recurso, sobre todo en lo que corresponde al consumo humano y riego. Esta visita de campo se aprovechará para realizar aforos sirviéndose de cualquier método, así mismo se consultará a personas que conozcan el lugar, sobre la bondad del recurso, su mínimo y máximo caudal, comportamiento cíclico del recurso, etc. Se aprovechará la visita también para obtener información respecto a demandas de energía eléctrica, condiciones sociales y de desarrollo integral de la zona.

2.3 PREFACTIBILIDAD

Una vez seleccionados los sitios que presentan posibilidades de desarrollo y aprovechamiento para pequeñas centrales hidroeléctricas, se emprenden los estudios de prefactibilidad de los sitios seleccionados.

Los estudios de prefactibilidad permiten reducir las posibilidades de que se presenten conclusiones desfavorables durante los estudios de factibilidad, da impulso a desarrollar el o los proyectos atractivos o recomienda que se terminen las investigaciones, si éstos no presentan condiciones favorables. Durante los estudios de prefactibilidad es necesario realizar un predimensionamiento de las obras del proyecto asumiendo características energéticas apropiadas. Igualmente, se requiere hacer una estimación de costos de las obras civiles y el equipo electromecánico.

En esta etapa constituye un aspecto de fundamental importancia efectuar un reconocimiento minucioso del lugar a fin de definir la ubicación de los sitios más adecuados para el emplazamiento de las diferentes obras del proyecto. Esto permite ratificar o modificar la implantación preliminar y la configuración conceptual del proyecto, y llegar a la estimación de costos con un mayor nivel de confiabilidad.

Se debe valorar la demanda actual, la misma que permitirá una orientación sobre las costumbres de la población en el uso de la energía.

Dado que las pequeñas centrales hidroeléctricas se encuentran ubicadas en zonas rurales muy apartadas, donde es difícil obtener información suficiente que permita conocer las necesidades de energía de la población, se requiere realizar encuestas directas sobre el número de personas por vivienda, el número de viviendas en la localidad, tipo de actividades, ocupación económica, servicios, industria, comercio, educación, etc. Si existe algún suministro de energía, se debe determinar la capacidad instalada, el número de horas de operación diaria, los picos máximos y mínimos, las tarifas, si existe una entidad que administra este servicio, número de empleados, etc.

En los casos en que los pobladores utilicen carbón, leña, velas, lámparas de combustible para uso doméstico, se debe considerar la utilización de estos usos y reemplazarlos por aparatos eléctricos convencionales. Estos análisis y evaluaciones permitirán determinar para el periodo del proyecto, la demanda máxima, media y mínima de energía eléctrica

2.3.1 Localización de los sitios de obra. En general se debe considerar los siguientes aspectos:

- El tramo del río donde se ubicarán las obras de derivación y toma debe ser recto, con cauce estable y con pendiente en lo posible uniforme y sin peligro de derrumbes.
- Se opta por el máximo estrechamiento del cauce del río, con el fin de minimizar el ancho del azud y consecuentemente el volumen de excavaciones y estructuras de hormigón.
- Cuando sea necesario ubicar la toma en una curva del río, se debe elegir el tramo cóncavo para no estar sujeto a la sedimentación, pues es más fácil protegerse de la socavación que de la sedimentación.
- Se debe analizar la facilidad de desviar el río durante el periodo de construcción de las obras.
- La conducción deberá en lo posible atravesar zonas estables o laderas de poca pendiente transversal, a fin de evitar cortes grandes que produzcan excesivos volúmenes de excavación y futuros derrumbes por inestabilidad en los taludes.
- Se debe procurar que la conducción esté constituida principalmente por canales a cielo abierto y que su proyección sea sobre suelos rocosos.
- Se debe evitar que la conducción esté conformada por túneles debido a las dificultades de construcción, así como a los elevados costos que éstos representan.
- Los sitios para la ubicación del desarenador y tanque de presión deben ser lo suficientemente amplios, pero sobre todo estables.
- La longitud de la tubería de presión debe ser lo más corta posible, debido a que los costos de fabricación e instalación son elevados.

- Se debe estudiar la inestabilidad que se genera por la erosión y al deslizamiento o movimiento de cualquier tipo a lo largo del alineamiento de la tubería de presión.
- Se debe poner atención a las condiciones de la fundación y también posibles problemas de inundación del área donde se prevea la ubicación de la casa de máquinas. La casa de máquinas queda en el mismo nivel del canal de fuga de la central y con muy poca diferencia con respecto al nivel del río al que debe retornar el agua utilizada.

Entonces cuando se presentan las crecientes y la planta continúa en operación, el caudal que debe retornar al río por el canal, se devuelve hacia aguas arriba por represamiento causado por la creciente, presentándose inundación en la casa. Sin embargo esta situación se puede conocer y evaluar mediante la información de los moradores del área cercana en donde se construirá la casa de máquinas o los rastros de niveles máximos registrados en la vegetación circundante.

- Es de gran importancia estudiar las posibilidades de obtención de los materiales pétreos necesario para la construcción de las obras.
- Igualmente se debe considerar las facilidades de acceso a los diferentes sitios de las obras del proyecto, como son: Obras de captación, conducción, tanque de presión, desarenador, desgravador, casa de máquinas y canal de fuga.

2.3.2 Información básica. Para la ejecución de los estudios de prefactibilidad, la información básica de topografía, geología e hidrología, debe tener el siguiente alcance:

- Pendiente y perfil transversal del río en el sitio de las obras de captación.
- Cotas tomadas con alfilerómetro en los sitios de las obras de derivación y toma, tanque de presión, casa de máquinas, canal de fuga, y en aquellos puntos que se les considere de importancia.

- Longitud de conducción.
- Perfil preliminar de la tubería a fin de obtener la caída bruta aprovechable, longitud de la tubería de presión y ubicación de la casa de máquinas.

La información geológica estará compuesta por datos referentes a la fracturación y estabilidad de taludes, evidencias de elevada producción de sedimentos, datos sobre las características sísmicas tectónicas del sitio de las obras, etc.

El estudio hidrometeorológico debe permitir tener una idea más confiable sobre la capacidad energética del proyecto.

En esta etapa es conveniente realizar aforos en los sitios de aprovechamiento del río, así como es importante apreciar las huellas de las crecientes a fin de poder estimar valores probables de éstas.

A este nivel las estimaciones de costos del proyecto se efectuarán con base en un breve prediseño de las diferentes obras.

Otros efectos que genera la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico son de carácter social y económico. Estos habilitan la posibilidad de beneficios múltiples, distintos de la producción de energía, ya que la energía eléctrica es el motor de desarrollo de una región.

La evaluación de estos factores supone una investigación detallada de los factores de tipo ambiental, que el proyecto puede causar durante y luego de su construcción.

Es en esta etapa en la que se contemplan alternativas de abastecimiento de la demanda por otras fuentes energéticas, que estén disponibles en la zona, realizando también etapas de reconocimiento con este fin y recolección de datos existentes.

2.4 FACTIBILIDAD

Los estudios de factibilidad tienen como objetivo establecer la factibilidad o justificación de un proyecto -de los seleccionados en la prefactibilidad-, tanto en su conjunto como en sus dimensiones principales: técnicas, económicas, financieras, sociales y ambientales.

El propósito del análisis es determinar si una idea dada de proyecto es suficientemente buena para proceder con ella, y llegar a la mejor solución de acuerdo a las circunstancias.

Si los estudios de factibilidad se hacen correctamente, se disminuyen las posibilidades de que se presenten dificultades y problemas durante la ejecución de los proyectos, con el correspondiente ahorro de costos.

Durante estos estudios, se debe realizar el prediseño de las obras del proyecto sobre la base de datos más fidedignos especialmente de hidrología, topografía, geología y geotecnia.

La estimación de costos del proyecto será más detallada que en la etapa de prefactibilidad, de tal manera que permita tener una idea más cierta de los recursos financieros que se invertirán en el proyecto.

En esta etapa es importante elaborar varias alternativas de estudio dentro de las alternativas propuestas en la prefactibilidad, a fin de seleccionar aquella que presente mayores ventajas desde el punto de vista de eficiencia, funcionamiento y menor costo.

Específicamente se considera importante definir la estimación de la demanda y la potencia a instalar.

2.4.1 Estimación de la demanda. Con el fin de dimensionar el proyecto, el primer paso que hay que dar en el estudio de las pequeñas centrales hidroeléctricas, es realizar el pronóstico de la demanda.

El tamaño de la central estará determinado por la demanda de potencia y la demanda de energía. La primera representa la potencia instantánea que requieren varios aparatos eléctricos conectados simultáneamente al sistema. Está dado en vatios o kilovatios. La demanda de energía en cambio relaciona la demanda de potencia con el tiempo en que los aparatos eléctricos están conectados al sistema. La producción de energía eléctrica está dada en vatios-hora o kilovatios-hora. Por otra parte el tamaño de los grupos turbina-generator, se determina con base en la demanda pico, es decir a la mayor demanda de potencia ocurrida o esperada en el periodo de tiempo en que estará en servicio la pequeña central hidroeléctrica.

La demanda pico se puede estimar definiendo cuántos y cuáles artefactos y/o maquinaria pueden ser conectados simultáneamente al sistema durante un día típico o representativo del año, de acuerdo a las características climáticas y de desarrollo de la zona en estudio. Es decir que se estimarán las cargas requeridas para uso residencial, alumbrado público, uso comercial e industrial. Para determinar la demanda de energía, será necesario definir el número de horas que tendrán los correspondientes aparatos.

Generalmente en las zonas aisladas en donde se instalan las pequeñas centrales hidroeléctricas, las horas de utilización son del orden de 5 o 6 horas diarias con grupos diesel (entre las 6 pm y las 10 u 11 pm), sin embargo cuando se instala una turbina hidráulica, conviene que ésta funcione la mayor cantidad de horas posibles al día, en primer lugar para que se venda más energía y en segundo lugar porque suspender la operación y reiniciarla después, puede ocasionar daños en la infraestructura. (tubería de carga, grupo turbogenerador, etc.)

A continuación se sugiere la siguiente metodología, que representa las acciones más importantes para determinar la demanda futura de energía, y consiste básicamente en la simulación de una curva de demanda. Estas curvas de demanda se pueden generar con base en el comportamiento de pueblos similares al que se está analizando, que registren las mismas condiciones socioeconómicas, clima, idiosincrasia de las gentes, nivel de aislamiento, etc.

- a. Fijar un horizonte de planificación, al cabo del cual se dejará de satisfacer futuras demandas de energía.

Por la general se escoge un periodo de 15 años, sin embargo éste podría llegar a 25 años, dependiendo de algunos factores tales como: Perspectivas futuras de desarrollo social, comercial e industrial de las poblaciones a servirse, posibilidades de que una nueva fuente de energía satisfaga las futuras expansiones, recursos financieros de las entidades a cuyo cargo se encuentran los programas de electrificación, a través de PCH, etc.

- b. Definir el número de habitantes que se beneficiarán con el servicio en el futuro.

La población futura se podrá estimar con la fórmula de proyección lineal, en función de la tasa de crecimiento anual, $P=P_a(1+r)^n$, en donde, P es la población futura, P_a la población actual, r la tasa de crecimiento poblacional media anual y n el número de años a proyectarse la demanda.

Hay que tener en cuenta que se deben registrar datos de población y desarrollo socioeconómico bastante confiables. Cuando se toman datos de población del DANE, algunas veces se presentan dispersiones que dan como resultado tasas de crecimiento negativas, demasiados altas o bajas. Por esto es tan importante que en los estudios de prefactibilidad se hagan CENSOS en la población y se indague sobre las tasas de crecimiento que suministran directamente las autoridades de la población. Posteriormente, se compararán con los datos del DANE y si son muy diferentes será necesario establecer cuáles son las causas de tales diferencias y justificar las desviaciones con los datos oficiales.

- c. Con base en la información socio-económica y a las características de la zona de estudio, se debe estimar la magnitud de cada uno de los sectores de demanda, de acuerdo al siguiente procedimiento.

Carga residencial:

- Estimar el tipo y número de viviendas y edificios con base en un pronóstico de la población actual y futura.
- Hacer un pronóstico de las potencias y de las horas diarias de encendido de los bombillos y artefactos eléctricos de cada tipo de vivienda y edificio. Estas cargas normalmente son fijadas por las electrificadoras regionales, y hay que tenerlas muy en cuenta de no sobrepasarlas, porque de lo contrario estaremos ante un escenario alto o bajo del consumo per-cápita, que nos puede arrojar necesidades de potencia sobrediseñada o lo contrario.
- Obtener la distribución en el tiempo de la carga residencial, al sumar en cada instante las cargas de los bombillos y artefactos encendidos en ese instante.

Carga para alumbrado público:

- Estimar los puntos de alumbrado público, asumiendo un punto para cada dos viviendas en los sitios donde la población se encuentra nucleada.
- Considerar de 125 a 150 vatios por cada punto de alumbrado público, y especificar las horas de encendido.

Carga para uso comercial e industrial:

- Estimar el tipo y número de establecimientos comerciales e industriales actuales y futuros.
- Efectuar el pronóstico de las potencias y de las horas diarias de encendido de los aparatos y maquinarias requeridas por cada establecimiento comercial e industrial (factores de coincidencia).

- Obtener la distribución en el tiempo de la carga comercial e industrial, al sumar en cada instante las cargas de los aparatos y maquinarias encendidas en ese instante.
 - Otra forma de estimar la carga para uso comercial e industrial futura, podría ser, con base en las proyecciones y datos sobre el uso y la expansión de la energía de otras poblaciones que presenten características similares.
 - Asignar la potencia requerida por los artefactos y equipos eléctricos y el número de horas de uso para un día típico o representativo del año. Es muy conveniente realizar esta asignación siguiendo las recomendaciones que tienen las electrificadoras, y cuando se está haciendo el estudio se debe precisar que el dato se tomó del consumo asignado por una electrificadora en particular.
 - Determinar la potencia total que requieren los diferentes aparatos, de acuerdo al número estimado de cada uno de ellos.
 - Especificar las horas en que serán conectados al sistema.
- d. Realizar un gráfico, en donde en la abscisa se represente las horas del día y en la ordenada la potencia en vatios o kilovatios.
- e. De acuerdo a las horas establecidas en el literal f, graficar la potencia requerida por los diferentes artefactos y equipos eléctricos.
- f. Para cada hora se suman las cargas coincidentes, y de esta manera se obtiene la *curva de demanda* de un día representativo del año. Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día.

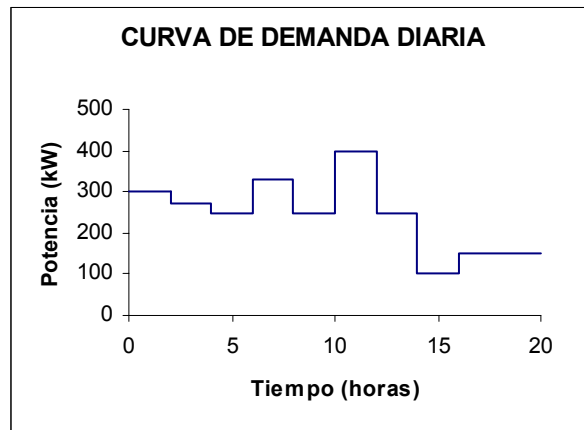


Figura 1. Curva de demanda diaria.

- g. La mayor carga pico P_p , la cual se indica en la figura 1, sirve de referencia para determinar los requerimientos de capacidad instalada de la PCH. El área bajo la curva representa la demanda de energía de ese día.

- h. Calcular la potencia media, para lo cual se determinan la energía o área bajo la curva y se divide para las 24 horas del día: $P_m = E / 24$, en donde P_m es la potencia en vatios o kW y E la energía en vatio-hora o kW-hora.

- i. Determinar el factor de carga como $F = P_m / P_p$, en donde P_m es la potencia media y P_p la Potencia pico.

Mientras mayor es el factor de carga mejor es la distribución del consumo de energía dentro del periodo considerado.

Por otra parte, es necesario señalar lo importante que es realizar el estudio de la demanda lo más ajustado a la realidad del uso que tendrá la energía para la cual se dimensiona el proyecto, por cuanto si la demanda se sobrestima, habrá un sobredimensionamiento del proyecto, en lo que se refiere a las obras civiles y al equipo electromecánico.

Sin embargo, el caso más crítico se presenta cuando la demanda es subestimada, lo que implica que el servicio de energía estará sujeto más o menos tempranamente al racionamiento y al desabastecimiento del servicio. Esto indudablemente influirá en la vida útil del equipo electromecánico, y producirá el correspondiente malestar en los pobladores al verse afectados por un servicio deficiente, que perjudicará la infraestructura particular, así como la comercial e industrial de la población.

Después de que haya finalizado el periodo de diseño, una solución sería la de hacer estudios de repotenciación, es decir, montar otra turbina adicional a la existente, en caso de haber suficiente agua. En caso contrario se plantearía la instalación de un grupo diesel, pero esto sería volver al pasado, y el uso de combustible en los grupos diesel encarecen las tarifas y afectan el medio ambiente; se podría pensar en otros sistemas, como la posible interconexión con una línea de transmisión. Esta última alternativa estaría asociada con estudios de ampliación del sistema interconectado nacional, el cual se supone ha evolucionado durante el periodo de diseño de la central. La otra solución es la penetración de un sistema híbrido, el cual contenga la pequeña central hidroeléctrica entre sus recursos, combinada con otra fuente de energía alternativa.

2.4.2 Encuestas. Como habíamos mencionado anteriormente la realización de los estudios socioeconómicos y de demanda están basados en recopilar información de la comunidad dentro del área de influencia del proyecto por medio de una encuesta. Ésta debe recopilar los parámetros pasados, presentes y futuros de las actividades socioeconómicas residenciales, industriales y comerciales, y de servicios públicos, determinando el consumo energético de cada actividad y cuánto se paga por éste. Se debe llevar a cabo en la totalidad de la comunidad o en su defecto en una muestra representativa de esta.

Los siguientes son los aspectos que se deben tener en cuenta:

Marco General

- Nombre del pueblo
- Ubicación

- Características del pueblo
- Vías de acceso y medios de transporte
- Tipo de comunidad
- Líderes de la comunidad
- Organizaciones comunitarias de industriales
- Migración y emigración
- Natalidad y mortalidad
- Tipo de energéticos usados por la comunidad, costo y cantidad en cada actividad de tipo residencial, industrial, comercial y de servicios públicos.

Actividad Residencial

- Número de viviendas
- Características de la vivienda
- Número de habitantes por vivienda
- Actividades residenciales, como preparación de alimentos, descanso, recreación y otras
- Uso de energéticos en actividades residenciales

Actividades Industriales

- Tipo de actividad e ingresos por ella
- Uso de energéticos

Actividades Comerciales

- Tipo de actividad comercial e ingresos por ella
- Uso de energéticos

Servicios Públicos

- Acueducto y alcantarillado
- Salud pública
- Telecomunicaciones
- Energía eléctrica
- Alumbrado público
- Educación
- Entidades oficiales

2.4.3 Potencia. La carga pico, que se obtiene del uso de la energía, es decir de la curva de demanda, representa los requerimientos de capacidad instalada de la central. Sin embargo, esta potencia, que por el momento se llama *demanda del sistema*, deberá ser comparada con la *potencia firme*, es decir aquella potencia que se puede producir en el sitio de interés de manera ininterrumpida.

La *potencia firme* P_f se determina con la expresión $P_f = 9.81 * Q * H_n * E_c$, donde P_f es el caudal en m^3/s , H_n la caída neta en metros y E_c la eficiencia de la central.

En el caso de que no se considere la variación de la caída neta, como sucede generalmente en las PCH, el caudal deberá corresponder hasta el 95% de disponibilidad en la curva de duración de caudales.

Al comparar los requerimientos de la *demanda del sistema* con la *potencia firme*, calculada, se pueden presentar tres situaciones:

a) Que la *potencia firme* sea mayor que la *demanda del sistema*

En este caso, es necesario reducir la *potencia firme*, disminuyendo el caudal o la caída, ajustándolos a los valores de la *demanda del sistema*.

La disminución del caudal permite reducir el tamaño de las obras de captación, conducción desarenadores, tanque de presión, diámetro de la tubería de presión; mientras que al reducir la caída se podrá disminuir la altura del azud o cambiar la ubicación del mismo, así como la longitud de la tubería de presión. La caída es una condición topográfica y no se puede variar fácilmente, porque cuesta dinero. Lo que sí se puede modificar es la

apertura de la compuerta en bocatoma para restringir o aumentar la entrada de caudal.

Es decir que la *potencia a instalar* en la central estará totalmente definida por la *demanda del sistema*.

b) Que la *potencia firme* sea igual que la *demanda del sistema*.

Este caso es poco frecuente, y desde luego deberá ser aprovechada la *potencia firme*

c) Que la *potencia firme* sea menor que la *demanda del sistema*.

Este caso requiere de un análisis un poco más profundo para definir la potencia a instalar, y en vista de que las pequeñas centrales hidroeléctricas, por lo general son proyectos sin regulación, la caída neta se la considera fija, se debe calcular la *curva de duración de potencia* con base en la curva de duración de caudales. En esta curva se debe diferenciar la potencia firme y la potencia secundaria.

Existe un amplio rango de posibilidades de *potencia a instalar* en la central, a partir de la potencia firme, pero será necesario cubrir el faltante de la *demanda del sistema* –en caso de que falte- con otras fuentes complementarias de energía.

Para poder decidir sobre qué potencia se debe instalar en la central, se debe realizar una evaluación técnico-económica que contemple tanto el proyecto hidroeléctrico así como la otra fuente complementaria de energía.

2.5 DISEÑO

La etapa de diseño definitivo comienza una vez se define la alternativa con las mejores expectativas desde el punto de vista técnico y económico.

Es aquí en donde se dimensionan las diferentes obras del proyecto, con el fin de obtener un correcto funcionamiento estructural e hidráulico. Estos diseños deben responder a las exigencias de resistencia, estabilidad, larga duración y fácil explotación.

Dependiendo de la magnitud de dichas obras, se determina qué tan profundos deben ser los estudios de topografía, hidrología, geología y geotecnia en la etapa de factibilidad. En todo caso, es fundamental contar con una topografía de detalle a escala conveniente, por lo menos 1:200, en los sitios de la captación, desarenador, tanque de presión y casa de máquinas, y 1:500 para la conducción.

De la topografía depende la correcta y adecuada implantación de las obras, y nos permite definir con mayor exactitud los volúmenes de excavación y relleno, que en la mayoría de los casos requiere grandes magnitudes, lo cual influye mucho en las cantidades de obra y por consiguiente en el presupuesto del proyecto.

Se deben procurar diseños que sean sencillos para ejecutarlos fácilmente con la mano de obra local y que se facilite la adquisición de elementos como compuertas y rejillas. Las obras deben concebirse para una fácil operación y mantenimiento. También es básico contemplar la posibilidad de utilizar materiales propios de la zona o de fácil transporte hasta el sitio de la obra.

En esta etapa, la parte del dimensionamiento se deberá calcular al detalle:

- Las cantidades de obra de todos los rubros y componentes que se emplearán en la construcción de las obras.
- Los precios unitarios, los mismos que deberán contemplar los costos de mano de obra, adquisición y transporte de materiales, alquiler de maquinaria entre otros, que se observan en la zona donde se construirá el proyecto.
- Presupuesto total, considerando costos directos e indirectos.

Por otra parte, se deben elaborar los planos, las especificaciones técnicas y los documentos necesarios para la contratación, así como los cronogramas de ejecución de las obras. Con respecto a la concepción del proyecto, al tipo y dimensionamiento de las obras, no existen soluciones únicas, por que cada proyecto presenta sus propias características y particularidades.

Todas las etapas mencionadas deben ser concebidas como un conjunto coherente, de manera que la decisión de construir que es el objetivo final de los estudios de preinversión, que abarcan inventario, reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad y diseño básico, se lleve a cabo tomando en consideración todas las variables técnicas, económicas y sociales que se presentan en la concretización del proyecto.

Existen muchas dificultades para establecer claramente el alcance de cada una de las etapas. En las PCH las dificultades son mucho mayores, así como en el caso más simple de una microcentral, no se puede pensar en separar en etapas, sino que tienen que ser hechas de manera muy simple y rápida.

Para las PCH es deseable que los estudios de prefactibilidad tengan los elementos suficientes para decidir las inversiones, a fin de obviar la etapa de estudios de factibilidad, pasando directamente a los estudios de ingeniería de detalle del proyecto; conviene realizar estudios de factibilidad para los proyectos que presentan situaciones dudosas en cuanto a sus características técnico-económicas y en cuanto a la comparación de alternativas y siempre que su magnitud e importancia lo justifiquen.

En general en las PCH de menor potencia, se requiere menor grado de detalle, mayor factor de seguridad por ser mayor el grado de incertidumbre, mayor incidencia de tecnologías no convencionales y se sacrificarán determinadas márgenes de confiabilidad, eficiencia y vida útil.

3. ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD DE PCH EN COLOMBIA

La mayor parte de la energía eléctrica generada en zonas aisladas de Colombia, proviene de pequeñas centrales hidroeléctricas en un rango de instalación entre 100 y 10000 kW. Algunas de las más importantes son: López-Puerto Sergio (López de Micay), ubicada en el río Joli, afluente de la margen derecha del río San Juan de Micay; Mitú, ubicada sobre el río Vaupés; Bahía Solano, Labranza Grande, Paya, Pisba y Guacamayas. Algunas se encuentran en etapa de factibilidad, como La Chorrera, La Primavera en el departamento del Vichada, Puerto Carreño y Puerto Inírida.

Históricamente, algunos de los proyectos anteriormente mencionados fallaron por limitaciones en los estudios de prefactibilidad; como es el caso de López Puerto Sergio, Mitú y Bahía Solano, en donde no se hizo adecuadamente el estudio geotécnico, lo que provocó un aumento en los costos y disminución de la capacidad de operación.

A continuación se mostrará un breve diagnóstico de dos de las centrales mencionadas anteriormente: López de Micay y Mitú, las cuales fallaron por deficiencias en los estudios de prefactibilidad.

3.1 PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LÓPEZ DE MICAY

3.1.1 Generalidades. De acuerdo con la información obtenida, la central equipada con dos turbinas tipo Michell-Banki de 151 kW de potencia disponible y 133 kW de potencia teórica cada una, entró en operación comercial en enero de 1998, y en abril del mismo año salió del servicio por deficiencias en los equipos.

Se hizo mantenimiento, y éste consistió en el cambio de rodetes y de los reguladores, luego de lo cual entró de nuevo en servicio en octubre de 1.998. En noviembre de 1.999 salió de operación una unidad y en el mes de febrero de 2.000 la segunda, por daños en los cojinetes.

3.1.2 Localización. El municipio de López está ubicado en la parte central de la costa pacífica colombiana, a 130 m.s.n.m. sobre la orilla del río Micay,

en una zona caracterizada por altas precipitaciones y selva húmeda tropical. La temperatura media varía entre 27 y 37°C.

El río Jolí sobre el cual está localizada la pequeña central, es un afluente izquierdo del río Micay, y el pueblo de López está ubicado a 4 km aproximadamente de su confluencia. El acceso a la planta es difícil debido a la falta de vías de acceso.

Un resumen del viaje para llegar a la casa de máquinas de la PCH, es: saliendo de Bogotá a Cali vía aérea (30 minutos), luego por carretera Cali-Buenaventura, (2 horas), se toma una embarcación en Buenaventura y el viaje se hace inicialmente por mar con una duración de 2.2 horas hasta la localidad de Noanamito; desde este pueblo localizado en la margen derecha del río Micay se continúa aguas arriba hasta López, con una duración de unas 3 horas. Desde López se toma otra embarcación que lo conduce a la boca del Jolí (15 minutos), y desde allí se avanza por una trocha en malas condiciones hasta la central con una duración de unas 4 horas. En el viaje Bogotá-Casa de máquinas de la PCH se utilizan unas 12 horas, haciendo uso de diferentes medios de desplazamiento y contando con la ausencia de imprevistos.

3.1.3 Descripción de la Planta. El sitio de presa está situado a 1.2 km de la casa de máquinas. Es una estructura de derivación, perfil tipo Creager, con una altura de 2.50 m, longitud de 15.25 m, ancho de 19.0 m., aletas de encauzamiento, pozo de amortiguación, 18 bloques de rápida, rejilla fina en platina de 3/8" con separación cada 0.03 m, pendiente de 0.2%. Canal de conducción con una sección de 1.50 x 1.50, con muros en concreto reforzado, de espesor 0.15 m.

3.1.4 Observaciones a los Estudios de Prefactibilidad. Al analizar los antecedentes de los estudios para esta pequeña central, conviene anotar que éstos se hicieron mediante un contrato de consultoría con el siguiente alcance:

- a) Reconocimiento preliminar de las posibilidades de abastecimiento de energía eléctrica para las poblaciones,
- b) El diseño de la alternativa seleccionada después de un análisis de factibilidad de las diferentes alternativas para dicho abastecimiento.

En la etapa a) (que según parece fueron los estudios de prefactibilidad), se identificaron dos esquemas sobre el mismo río Jolí sin registros hidrológicos, con muy poco seguimiento de caudales sobre la fuente.

Habría que anotar que para generar la curva de duración de caudales de la subcuenca del Jolí, se basaron en la información de 4 estaciones pluviométricas del río Micay, que es una cuenca vecina al Jolí. Con estos datos, y empleando el método de los polígonos de Thiessen, se obtuvo una serie de datos de precipitación mensual en el periodo comprendido entre abril de 1.960 y marzo de 1.976 para la cuenca del Micay. Con dos de las estaciones del Micay, situada una de ellas muy cerca del sitio de desembocadura del Jolí en el Micay, y empleando el mismo metodología que se utilizó para el Micay, se obtuvo una serie de datos de precipitación mensual representativa de la cuenca del Jolí. Con los datos de precipitación del Jolí, las correlaciones precipitación-caudal para la cuenca del Micay y las áreas de la cuenca y subcuenca, se generó una serie de datos de caudal para el Jolí.

Se llegó a la conclusión, según la curva de duración de caudales, a un caudal mínimo de $2.6 \text{ m}^3/\text{s}$, un máximo de $200 \text{ m}^3/\text{s}$ ($T_r = 50$ años) y un medio de $6.4 \text{ m}^3/\text{s}$.

Por ser un sistema aislado, lo ideal sería que generara por lo menos un 95% del tiempo del año, pero con el caudal de $2.4 \text{ m}^3/\text{s}$, (95%) una altura de 13.4 m, la potencia instalable sería de solo 252.0 kW, y hubiera sido necesario tomar, por aspectos ambientales, un caudal menor que éste.

Se decidió, en consecuencia, diseñar con el caudal del 84% de la curva de duración de caudales es decir unos $4.0 \text{ m}^3/\text{s}$ y el 16% del tiempo restante sería atendido seguramente con una diesel, para conformar finalmente un sistema híbrido.

Pero cuando el ICEL decidió la construcción de la central, solicitó una donación de equipos al Gobierno Italiano, y éste antes de aprobar la cooperación, hizo una revisión al proyecto y conceptuó otro esquema del mismo, que consideraba la captación más aguas arriba de las dos alternativas estudiadas por el consultor colombiano, seguramente costosa porque incluía un canal de conducción o en túnel pero aprovechaba una

caída entre 30 y 40 metros, lo que indica que durante la etapa de prefactibilidad se ha debido estudiar otra posibilidad aguas arriba de la identificada por el consultor colombiano.

Los especialistas italianos hicieron otros análisis de hidrología llegando a la conclusión de un caudal de diseño entre 2.20 y 2.5 m³/s. Si tomamos el valor mas alto de caudal de 2.5 m³/s, la altura de 13.40 m y asumiendo una eficiencia global del 80%, se concluyó que el esquema seleccionado por el consultor colombiano, daba una capacidad máxima de 260 kW insuficiente para atender la demanda de 300 kw, calculada en la época en que se adelantaron los estudios en 1980/81.

La conceptualización de la capacidad instalada fue confirmada por un equipo de técnicos extranjeros que en el año 2001 examinaron la central y concluyeron que la capacidad teórica de cada una de las dos turbinas instaladas era de 132 kW a partir de la de diseño de 151 kW, según la placa de las turbinas. Se consideran las siguientes deficiencias ocurridas durante los estudios de prefactibilidad:

- Pocas medidas directas de caudal en el periodo de prefactibilidad (un mes aproximadamente).
- Es posible que los datos de caudal del Jolí fueran sobrestimados.
- No se investigaron otros sitios atractivos con mayor altura.
- Una vez finalizados los estudios de prefactibilidad, se seleccionó una de las dos alternativas, se hicieron prediseños y este esquema quedó como definitivo, es decir no hubo diseño.
- No se consideraron soluciones con la penetración de sistemas híbridos.

Posteriormente, el ICEL contrató con otra firma consultora para que adelantara la revisión y complementación a la alternativa seleccionada.

En este orden de ideas, se concluye que no se debe restringir el gasto en estudios de investigación tanto en geotécnica, suelos, hidrología, etc., porque su efectividad garantiza el éxito de la construcción y al futuro significa ahorro de inversión.

Como los equipos fueron donados por un gobierno extranjero, se diría que como filosofía de disminuir costos, es importante contar con inversiones no reembolsables, que por un lado ayudan a cumplir con el programa de las pequeñas centrales y por otro, técnica y económicamente evitan el egreso de divisas del país una vez terminadas las obras.

Esta sería una solución ideal; sin embargo, si no existe un conocimiento cabal y un control exhaustivo de la parte receptora, en muchas ocasiones la entrega puede ser defectuosa. Puede ocurrir el caso de que se experimenta con innovaciones que exageran el automatismo y que su misma sofisticación, las vuelve inoperables, las transforma en algo así como unas verdaderas cajas negras.

Con estos hechos todos pierden, el usuario dispone de un defectuoso servicio, pierden credibilidad en la institución y esta ha hecho un desembolso y un gran esfuerzo económico sin alcanzar el objetivo propuesto.

3.2 PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MITÚ

3.2.1 Generalidades. El antiguo IPSE, contempló en el plan de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas como prioridad el presente proyecto, considerando la crítica situación económica y energética del departamento del Vaupés. Particularmente, el departamento del Vaupés presenta en términos generales unos altas necesidades básicas insatisfechas que ascienden a un 88.90%, con una significativa población indígena que representa el 90% de los habitantes, los cuales registran extrema pobreza y un bajo nivel de ingresos. La economía es de subsistencia y las actividades productivas básicas se concentran en la incipiente agricultura y la siembra de cultivo ilícitos.

La prestación del servicio de energía eléctrica es de baja calidad ni confiable, ante la oferta energética existente. Este servicio sólo se presta en promedio

de 4 a 8 horas al día, debido a los altos costos del combustible y a las dificultades de transportarlo, vía aérea exclusivamente, para el funcionamiento de las plantas diesel.

Dado lo anterior, la primera fase de construcción de este proyecto se inició en el año de 1998, cumpliéndose previamente con los exigentes requisitos medioambientales de la Consulta Previa Ambiental, Concertación con las Comunidades Indígenas de la región y de la Corporación Autónoma para el Desarrollo Sostenible del Norte y Oriente Amazónico – CDA, en los cuales se concedió el derecho de disponer del territorio sagrado en el cual se construiría la PCH y del río como recursos renovables, para acceder al servicio de energía eléctrica.

Con la terminación de la construcción de la PCH se lograría la sustitución del actual sistema de generación diesel, lo que contribuiría a cumplir con los compromisos internacionales de disminución de emisiones de CO₂, al reemplazar la utilización de combustibles fósiles por energía limpia y renovable.

El suministro de energía con la PCH será de forma permanente y confiable, lo que garantizaría la generación de empleo y el desarrollo agroindustrial a fin de erradicar la siembra de cultivos. Sin embargo, debido a los elevados costos de construcción no se ha podido concluir esta obra, por lo cual se requiere financiar recursos del orden de \$36,000 millones de pesos para su puesta en marcha.

3.2.2 Localización. La PCH de Mitú está localizada en Santa Cruz, sobre la orilla derecha del río Vaupés. Santa Cruz es un caserío de indígenas Guananos, que se encuentra aproximadamente a 30 km aguas abajo de Mitú, la capital del departamento del Vaupés. Para llegar hasta Santa Cruz, se requiere hacer dos viajes. El primero de ellos es hasta Mitú, el cual se hace en avión en el caso de pasajeros, y cuando se trata de mercancías pesadas es necesario llevarlas a Villavicencio, donde existen vuelos de carga que llegan hasta Mitú. También es posible fletar un vuelo completo Bogotá-Mitú. El segundo viaje se hace de Mitú a Santa Cruz, y puede ser por el río o por tierra. Por el río, el recorrido es de 30 km, y el tiempo de viaje varía dependiendo del caudal que pase. Por tierra se toma el carretable Mitú-Monfort hasta el caserío Yararaca, aproximadamente a 23 km. De este

caserío se voltea a la derecha por una trocha de 13 km de longitud aproximada, hasta Santa Cruz. Este trayecto se hace a pie.

3.2.3 Descripción de la planta. En el esquema propuesto, el canal de descarga se excava en la roca y se diseñó con un ancho inicial de 20 m, en la zona de rejillas, mientras que el canal de descarga tiene una longitud aproximada de 100 m y un ancho constante de 10 m.

Se utilizarán dos grupos de generadores de tipo Bulbo o Tubular, con disposición horizontal, con una capacidad mínima de 700 kW. cada uno, operando bajo una cabeza hidráulica de 2.5 m y un caudal de 30 m³/s por unidad.

3.2.4 Observaciones a los estudios de prefactibilidad. Los problemas presentados en este proyecto fueron de tipo socio-cultural ya que no se realizó de manera adecuada el plan de manejo ambiental. El componente socioeconómico de Mitú fue creado en 1974, y actualmente es la capital del Vaupés. El área de influencia del proyecto, a excepción del casco urbano de Mitú y una franja paralela a la carretera Mitú-Monfort, se encuentra dentro del gran resguardo indígena del Vaupés, constituido legalmente en Julio de 1982, a favor de grupos indígenas como los Cubeos, Wananos, Desanos, Tucanos, Carapanas, Cabiয়ারis, Taiwanos, Tarianos, Barasanos, Barás, Macunas, Yuritís-Tapuyas, Tuyucas, Piratapuyos, Macús, Tarianos y Curripacos, entre otros, con un número aproximado de 12000. El grupo dominante es el indígena con un 45% de la población.

Para mitigar las afectaciones sobre el componente socioeconómico y cultural, se plantea un plan de gestión social que incluye programas de gestión ambiental y comunitaria. Así mismo, sobre la comunidad indígena de Santa Cruz se presenta un programa para incentivar los beneficios que puede traer sobre la comunidad la instalación de la energía eléctrica y minimizar los impactos culturales de sus cambios en las formas de vida.

Este manejo social se debió estudiar mejor y proponer mejores propuestas a la comunidad indígena, ya que ésta no quiso ceder su territorio, para la elaboración del proyecto en la margen propuesta. Como resultado de ello, se tuvo que modificar el diseño original, teniendo que cambiar la margen del río en donde se iba a hacer la toma de agua. Por estos inconvenientes no se tuvo en cuenta el estudio de prefactibilidad, y se inició la construcción del

proyecto con base en un esquema, lo cual duplicó los costos y terminó por ocasionar la detención de la obra.

4. ESTUDIOS BÁSICOS

4.1. CARTOGRAFÍA

Para la realización de este estudio se debe recopilar la información cartográfica de la zona donde se realizará el proyecto, acudiendo a estudios regionales y al Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

En los planos cartográficos se encontrará información geológica y topográfica, así como la ubicación, las vías de acceso a la zona, los ríos, la vegetación y las curvas de nivel. De acuerdo a la región en que se ubique el proyecto se podrán o no encontrar planos en escalas pequeñas para poder trabajar en detalle, pero todo el territorio nacional se puede encontrar en escalas relativamente grandes en el IGAC.

En base a las curvas de nivel se podrán realizar perfiles de la zona, básicos para trazar los perfiles de una tubería o un canal, al igual que los anclajes.

También se cuenta con fotografías aéreas que permiten un mejor reconocimiento de la zona. Estas fotografías pueden ser vistas en relieve gracias a la fotogrametría, que al unir dos fotografías de una misma zona tomadas desde dos puntos diferentes dan la impresión de relieve bajo un estereoscopio, y facilitan la realización de los planos cartográficos.

Sobre estos planos, se busca determinar la caída del aprovechamiento, y ubicar las obras civiles necesarias en el terreno.

La información de los planos cartográficos debe corroborarse con un reconocimiento de campo, para hacer levantamientos adicionales si es necesario, y de esta forma establecer si debe modificarse el diseño o la ubicación de las obras civiles y de las rutas de conducción.

En el reconocimiento de campo se deben verificar como mínimo la pendiente del río, el ancho y perfil transversal del espejo de agua, la distancia de conducción, así como la ubicación de apoyos en caso de una tubería a presión. También se deben verificar con un altímetro las cotas de la toma, el tanque de presión, la casa de máquinas, y demás puntos importantes; se debe determinar el perfil de la caída y el salto bruto, y se debe revisar la orientación de las obras civiles.

4.2. TOPOGRAFÍA

Por medio del estudio topográfico se complementa el estudio cartográfico, y nos permite tener en detalle las características del lugar donde se realizará el proyecto, para su adecuado estudio y diseño.

La caída neta se puede determinar de las siguientes maneras:

4.2.1. Método del nivel con manguera. En este método se usa una manguera que se extiende entre los dos puntos a los que se quiere determinar la diferencia de altura. Se lee midiendo la diferencia entre los niveles de agua en la manguera en ambos puntos con la ayuda de escalas. La sumatoria de diferencias de nivel entre la casa de máquinas y el tanque de presión es la altura total del aprovechamiento.

4.2.2. Método del nivel de carpintero. En este método se usan también dos escalas en los puntos comparados, y con ayuda de una regla o un hilo se mide la altura del punto mas alto sobre el otro punto, verificando su horizontalidad con la ayuda del nivel carpintero; y de esta forma estableciendo la diferencia de altura.

4.2.3. Método del clinómetro. En este método, en los dos puntos comparados se ponen transportadores ubicados sobre una horizontal con la ayuda del nivel de carpintero. Con la ayuda de un hilo tensado entre los dos puntos, se supone un triángulo recto, con el hilo como hipotenusa, y con los ángulos medidos sobre el transportador que se encuentra en los dos puntos. Conociendo la longitud de la hipotenusa, y los ángulos del triángulo, trigonómicamente obtenemos la longitud del cateto vertical del triángulo, siendo ésta la diferencia de altura entre dos puntos. En caso de que la distancia sea muy grande para usar un hilo, se utiliza un nivel Abney, con el

cual por medio de una mira se establece el ángulo y la longitud de la hipotenusa del triángulo supuesto.

4.2.4. Método del barómetro. La presión atmosférica varía inversamente proporcional a la altura sobre el nivel del mar. Tomando en cuenta este principio se puede determinar la diferencia de altura entre dos puntos midiendo la diferencia de presiones entre éstos.

Con este fin se puede usar un barómetro de mercurio, el cual usa una columna de mercurio para medir la presión atmosférica, pero como es muy delicado para estar transportando de punto a punto, se prefiere el uso de un barómetro aneroide, el cual mide la presión sobre una capsula semivacia, marcando mecánicamente la presión atmosférica en el lugar.

Este método es inexacto porque la presión atmosférica varía con la temperatura y la humedad relativa, y porque los barómetros usados tienen un margen de error de 1 metro de altura. Este método es adecuado para medir la caída bruta, o para tener una aproximación de las diferencias de nivel.

Si se tiene un barómetro, la forma de medir la diferencia de nivel, es tomando una lectura inicial en un punto con altura conocida, y anotando la hora y la temperatura en el momento de la medición. Después se toman lecturas en los puntos establecidos tomando la hora y temperatura en cada punto, y finalmente se toma una última lectura en el punto inicial.

Para ajustar las lecturas a los cambios de temperatura y de humedad relativa, se supone un cambio lineal entre la primera y la última lectura del punto inicial, y se determina el factor de corrección de cada punto de acuerdo a la hora en que se tomó la lectura, y a la temperatura registrada en ese momento.

Si se tienen dos barómetros se deja un barómetro en un punto inicial y se toman lecturas cada 10 minutos. El otro barómetro se lleva a cada punto tomando con su lectura la hora y la temperatura. Teniendo el factor de corrección entre los dos barómetros y corrigiendo las lecturas con las diferencias de temperatura, los datos obtenidos por los dos barómetros se interpolan para tener una serie de datos más adecuada.

4.2.5. Método del profundímetro. En este método se usa una manguera con un profundímetro al final, la manguera se extiende entre los dos puntos a comparar, y el profundímetro mide la presión de la columna de agua que esta dentro de la manguera dando una lectura en metros usando la siguiente conversión:

$$H = p/9.8 (m)$$

Ecuación 1. Caída neta.

p es la presión de la columna de agua en kPa

H es la caída en metros

Para la ubicación de las obras, y para medir distancias entre varios puntos, se debe determinar el rumbo y el azimut de cada uno de éstos con respecto a un meridiano escogido. Este meridiano se escoge de acuerdo al instrumento que se usa para determinarlo, con el uso de una brújula se determina un meridiano magnético de acuerdo a la línea norte-sur que nos indica ésta, también se puede escoger un meridiano verdadero, no alterado por las variaciones magnéticas que afectan a una brújula, o también se puede escoger un meridiano arbitrario de acuerdo a la conveniencia de la medición. A partir de este meridiano se determina la dirección de la línea formada entre el origen y los puntos en medición para poder calcular las longitudes necesarias por medio de la trigonometría; el rumbo es la dirección de la línea midiendo el ángulo agudo que ésta forma con el meridiano, especificando el cuadrante (NE, SE, NO, SO) en que este ángulo se forma. El azimut es la dirección de la línea con respecto a un extremo del meridiano, generalmente en sentido horario.

4.3. ESTUDIO GEOTÉCNICO

Una evaluación geológica y geomorfológica de la zona donde el proyecto se va a realizar es esencial para definir el sitio de construcción de las obras civiles, su cimentación y el material disponible para su construcción.

4.3.1. Mecánica de suelos. El origen geológico de los materiales del suelo en el aprovechamiento desempeña un papel esencial pues este determina sus características físicas. Para determinar el origen de los suelos, los estudios se basan principalmente en observaciones de campo e información de la región, y eventualmente, de acuerdo a las necesidades constructivas, en estudios específicos para determinar la ubicación adecuada de la captación y las obras anexas, verificando una buena ubicación para los

cimientos; al igual que para constatar la calidad de los suelos para ser usados como materiales de construcción.

4.3.2. Ubicación de las obras y tipos de suelos. Lugares que no presentan barreras de contención naturales presentan condiciones de materiales poco consolidados, con baja resistencia y alta permeabilidad. En sitios con poca vegetación se producen grandes procesos erosivos en épocas de lluvia, lo cual produce gran depositación en muy poco tiempo; ésto se debe tener en cuenta para la escogencia del tipo de obra en un lugar así. Los bancos de arena y los fragmentos de piedra son muy permeables, lo que incrementa la posibilidad de fugas de agua. Rocas fracturadas en sentidos diferentes a los del curso de agua tienden a presentar fugas de agua también. Terrenos fibrosos formados por residuos vegetales o arcillas orgánicas son muy fácilmente compresibles por lo que debe evitarse el uso de estos sitios para construcción y para extracción de materiales de construcción.

4.3.3. Materiales naturales de construcción. Los materiales de construcción deben ser en lo posible extraíbles en la zona del proyecto, y de acuerdo a su disponibilidad se escoge el tipo de obras que se construirán.

Las arcillas y los limos son materiales plásticos formados por sílices y alúminas que contienen partículas muy finas, con un espesor menor a 0.005mm. Se pueden emplear en la construcción de diques, presas de desviación en tierra, vertederos y núcleos para presas de desviación de enrocado y tierra.

Las arenas son partículas disgregadas de roca, que constan de granos semirredondos de diámetros entre 0.005mm y 4.8mm. Son usadas como agregado fino para el concreto.

Los cascajos y las gravas son fragmentos de piedra que constituyen el lecho del río, y que son usados como agregado grueso del concreto y para la construcción de enrocados. Según su tamaño se clasifican en gravas 1, con diámetros entre 4.8mm y 19mm; gravas 2, con diámetros entre 19mm y 38mm; y gravas 3, con diámetros entre 38mm y 78mm.

Las rocas son materiales de piedra pura que tienen un diámetro mayor a 100mm y se usan en obras de protección en el margen del río.

4.3.4. Métodos para la investigación geológica. Con el fin de clasificar un suelo se toman muestras representativas del mismo, espaciadas en el área de estudio, con una separación constante preferiblemente. A estas muestras se les realizan diferentes estudios para determinar sus características físicas y mecánicas de acuerdo a las necesidades de la obra a realizar. Con esta toma de muestras se establece no solo la calidad del material, sino también la cantidad presente en el área de estudio.

Por medio de los métodos de excavación es posible determinar la estratigrafía, hacer ensayos in situ y tomar las muestras necesarias para los ensayos de laboratorio. Un método de excavación es el apique, que es una excavación vertical con sección cuadrada o circular con unas dimensiones promedio de 1.2m por 1.2m, que varían en diámetro y en profundidad de acuerdo al estudio que se va a realizar sobre la muestra y a la clase de perfil estratigráfico requerido. Las trincheras son excavaciones verticales y longitudinales que permiten exhibir homogéneamente el subsuelo a lo largo de una sección con pendiente natural. La profundidad de estas excavaciones varía de acuerdo al terreno y al programa de exploración. Las galerías o túneles son excavaciones hechas en rocas con una máquina perforadora, generalmente con brocas de diamante; las características de perforación varían de acuerdo al tipo de roca.

4.3.5. Métodos de excavaciones y sondeo.

4.3.5.1. Sondeo. Con este método se busca localizar los estratos de grava y roca, y determinar los componentes en la primera etapa de exploración. Esto se hace hincando barras en el suelo con acción dinámica o estática, con ayuda de equipos manuales o mecánicos motorizados, anotando continua o discontinuamente la resistencia de penetración.

4.3.5.2. Perforaciones. Son excavaciones en el terreno, cuyo fin es obtener muestras de suelo y determinar la estratigrafía y las propiedades de estos materiales. En la perforación se observa la permeabilidad in situ, la deformación del hueco y la presión de poros con un piezómetro. Las perforaciones se realizan con equipos de perforación que generalmente usan barrenos, y en muestreos continuos, postiadoras. Este método es ampliamente usado en la etapa de prefactibilidad por su economía y rapidez.

4.3.5.3. Pozos de inspección. Se usan como complemento de las investigaciones de las perforaciones, y principalmente se realizan para asegurarse de la información obtenida, que establece niveles impenetrables del suelo, por medio de sondeos. Un pozo de inspección se realiza por cada cinco perforaciones del suelo en un área alejada del centro.

4.3.6. Geología y geomorfología. La superficie terrestre es un ente dinámico, en constante evolución y movimiento, lo que significa que la faz de la tierra sufre cambios constantes. El estudio geomorfológico, estudia las formas de la superficie de la tierra en su aspecto físico y los procesos que la modifican. El terreno es modificado por procesos constructivos, que crean accidentes orográficos nuevos, y por procesos destructivos que lo desgastan.

A través del tiempo, la geología se ve afectada por procesos geológicos, movimientos y tensiones que generan deformaciones en las rocas superficiales, ocasionadas por procesos de fractura, plegamiento y erosión que ocurren por las fallas geológicas de la zona, que son desplazamientos de rocas sobre un plano de debilidad de la corteza.

La erosión y el arrastre en las orillas de un río son agentes destructivos que modifican significativamente el terreno.

La estratificación es la disposición de los materiales geológicos, separados por capas claramente definidas, que se forman a causa de procesos geológicos como interrupción de la depositación u otro tipo de cambios.

4.4. ESTUDIO HIDROLÓGICO

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

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

- Observación de sedimentos transportados

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

Para los estudios hidrológicos de una PCH se pueden dar varias situaciones de falta de datos, y de acuerdo a éstas se presentan las siguientes situaciones: Si se tiene información pluviométrica mas no hidrológica es posible determinar los caudales máximo, mínimo y medio. Si no se tiene información ni hidrológica ni pluviométrica cercana a la bocatoma o si se tiene información de un sitio de la cuenca del afluente alejado de la bocatoma, es posible transponer información de una cuenca vecina o de una cuenca similar; si el proyecto es muy pequeño puede ser suficiente con información de uno o dos años en el lugar de la bocatoma.

4.4.1. Caso 1: Si existe información. Si se cuenta con información de alrededor de 10 años, se determina el caudal de diseño usando las curvas de duración de caudales y de frecuencias. Usando el caudal máximo y mínimo se calcula la estabilidad del azud y se determina el sitio de ubicación de la casa de máquinas evitando una posible inundación. En base al volumen de sedimentos suspendidos se diseña el desarenador.

4.4.1.1. Curva de caudales (hidrograma). Es la representación grafica del registro de caudales medios sobre la base de periodos (días, meses, años) durante un tiempo de medición (periodo) (figura 1). La toma de medidas se hace de forma instantánea o con mediciones periódicas en caso de no contar con un equipo adecuado, obteniéndose hidrogramas instantáneos de caudales e hidrogramas de caudales medios; en los que se debe resaltar los valores de caudal pico, mínimo y medio.

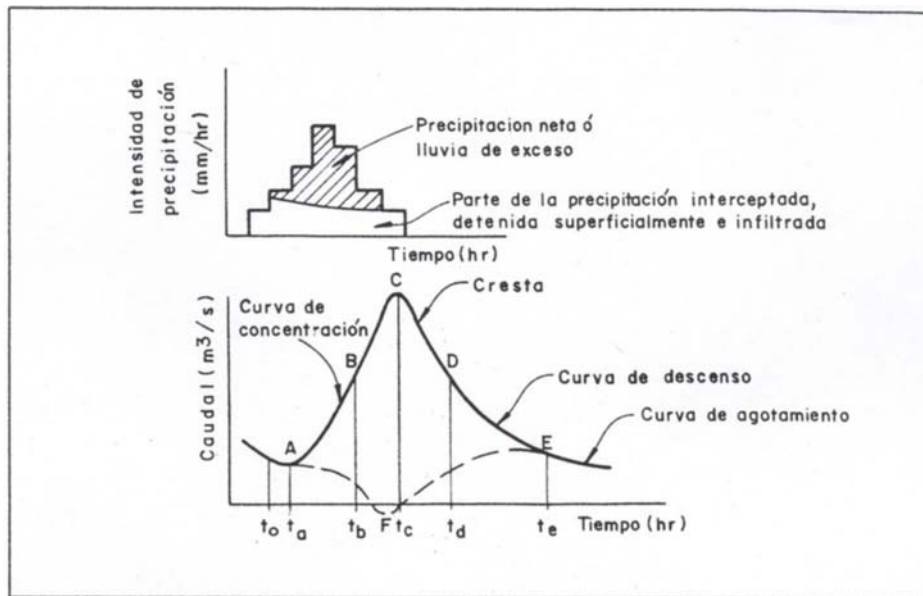


Figura 2. Hidrograma de creciente. MONSALVE Sáenz, Germán. Editorial Escuela Colombiana de Ingeniería, 2000, pg. 197.

- Punto A: Donde comienza a aumentar el caudal
- Punto A – Punto B: Curva de concentración
- Punto B – Punto D: Cresta del hidrograma
- Punto C: Creciente máxima
- Punto D - Punto E: Curva de descenso
- Punto E: Curva de agotamiento

Caudal pico: Es el valor máximo de creciente, que se presentara al transcurrir el periodo de retorno. De acuerdo a este caudal se diseñan las obras de desvío y el vertedero. Para este tipo de PCH la OLADE recomienda un periodo de retorno de 20 a 25 años.

Caudal mínimo: Es el caudal que debe permanecer en el lecho de tal forma que no se altere la fauna y la flora.

Caudal medio: Es el promedio de los caudales medios en el periodo trabajado.

4.4.1.2. Curva de duración de caudales. Por medio de esta se selecciona el caudal adecuado para el diseño de la PCH, ya sea aislada o interconectada. Es una representación grafica, en la que se ubican en las ordenadas los caudales medios de mayor a menor, y en las abscisas se

ubican los periodos de la información. Se grafica sobre este plano el caudal contra su probabilidad de ocurrencia. El mayor caudal registrado tiene la menor probabilidad de ocurrencia, y el mínimo registrado la mayor probabilidad.

4.4.1.3. Curva de frecuencias. Esta curva permite saber cuantas veces se repite un caudal durante un periodo escogido, sobre un plano en el que se ubica en las ordenadas los caudales medios en orden descendente y en las abscisas la frecuencia de repetición de estos caudales. De esta curva se saca el caudal que más ocurre durante el periodo escogido (figura 2), escogiendo el caudal de diseño para una PCH, preferiblemente interconectada.

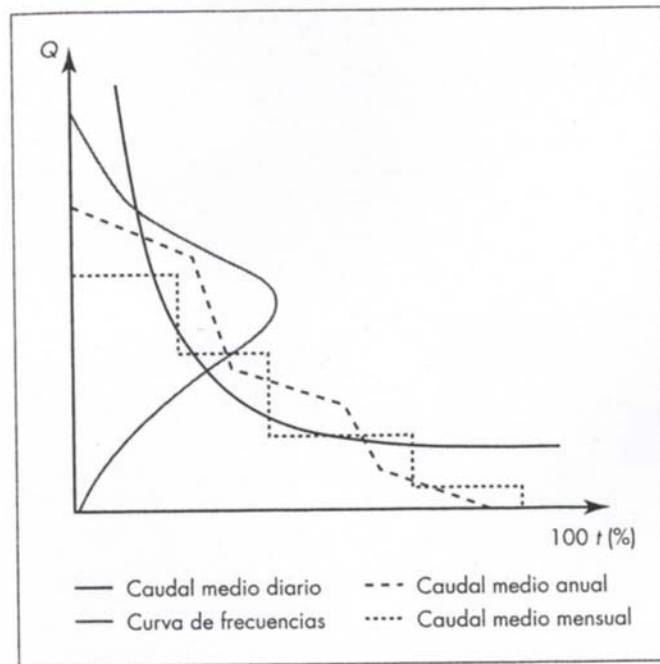


Figura 3. Curva de caudales clasificados y curva de frecuencias. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 61.

4.4.1.4. Caudal de diseño. Es el caudal con que se proyecta el diseño de la PCH, que debe garantizar la obtención de la potencia de generación estimada para la central, permitiendo la amortización de la planta en el tiempo calculado. La potencia disponible se toma como el 90% de la curva de duración, y el caudal para obtener la potencia adicional con almacenamiento se puede tomar como el 50% de la curva de duración o como el caudal más constante de la curva de frecuencias. Si la PCH es

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

4.4.1.5. Curva del caudal contra calado. Esta curva es útil en la toma y en la casa de máquinas. En la toma para asegurarse que el funcionamiento del azud y su estabilidad sean adecuados en el momento de una creciente. En la casa de máquinas para verificar que la altura de los equipos sea la adecuada en una avenida, o si esta altura no es posible de alcanzar, para el diseño de los muros de contención, para contrarrestarla.

4.4.1.6. Volumen de sedimentos. El volumen de sedimentos es útil para el diseño de las compuertas de lavado de la toma y del desarenador. Los sedimentos son partículas minerales y orgánicas que son transportadas por la corriente de agua en un río. Pueden ser transportadas en suspensión, distribuidas de manera casi uniforme en la corriente, y se les conoce como sedimentos en suspensión. También pueden ser transportados por arrastre en el fondo del lecho, a este tipo se les conoce como sedimentos de fondo. Los factores que influyen en el escurrimiento de sedimentos son: el escurrimiento de agua superficial, la pendiente de la red fluvial, la precipitación interna, la composición de los suelos y su laboreo, y la cubierta vegetal. La medición total de sedimentos se hace cuantificando la cantidad de sedimentos que pasan una sección transversal del río en un periodo determinado de tiempo.

En la obra de captación, la sedimentación puede reducir su capacidad de captación, y permitir el mayor paso de sedimentos a la obra de conducción, disminuyendo la capacidad operativa de la planta. Además la sedimentación hace improductivas las tierras contiguas al lecho del río. Por eso es recomendable el diseño de un desarenador de lavado continuo o intermitente, para evitar parar continuamente el funcionamiento de la planta para el lavado del desarenador.

Si los sedimentos llegan al tanque de presión, la vida útil de la tubería a presión y de las turbinas se reduce, lo que implica un mantenimiento más regular obligando a parar la planta y en consecuencia reduciendo la capacidad operativa.

4.4.1.6.1. Medición de sedimentos. La concentración de sedimentos en un río determina su turbidez, siendo una medida cuantitativa de sedimentos flotantes. Se determina:

$$\rho_0 = \frac{R \times 10^3}{Q} [g / m^3]$$

Ecuación 2. Concentración de sedimentos.

R es la cantidad de sedimentos en kg./s

Q es el caudal en m^3/s

Para medir la cantidad de sedimentos se usan batómetros, con los que se miden tanto los sedimentos flotantes como los de fondo. Existen batómetros que se llenan al instante y que tardan en llenarse, en estos últimos es posible ver la variación de turbidez con el tiempo

El escurrimiento de sedimentos flotantes se hace determinando la turbidez y se dimensiona en kg./m, g/m, mg/l.

En las pruebas se determina también el límite donde comienza el movimiento de los sedimentos:

$$\rho_{flot} = \rho_0 \times W_0 [kg / año]$$

Ecuación 3. Escurrimiento de sedimentos flotantes.

$$\rho_{flot} = \frac{\rho_0 \times W_0}{1000} [t / año]$$

Ecuación 4. Escurrimiento de sedimentos flotantes.

ρ_{flot} es el escurrimiento de sedimentos flotantes

W_0 es el volumen anual de sedimentos ($m^3/año$)

El volumen de sedimentos flotantes es:

$$V_{flot} = \frac{V_{flot}}{\gamma_1}$$

Ecuación 5. Volumen de sedimentos flotantes.

γ_1 es el peso específico condicional de los sedimentos flotantes.

$$\gamma_1 = 0.5 \text{ hasta } 1 \text{ t/m}^3$$

Ecuación 6. Peso específico condicional.

El peso específico real de los sedimentos fluviales varía entre 2.45 y 2.76, siendo el volumen promedio 2.65. Para considerar los sedimentos de fondo se usa:

$$V_{sed} = V_{flot} + V_{fondo}$$

Ecuación 7. Volumen total de sedimentos.

$$V_{sed} = V_{flot} + 1 + \beta/\gamma_2$$

Ecuación 7. Volumen total de sedimentos.

β es la relación de sedimentos flotantes por peso ($\beta = 0.001$ a 0.1) para corrientes de llanura. $D = 0.1$ a 1 para corrientes de montaña.

γ_2 es el peso específico condicional de los sedimentos de fondo ($\gamma_2 = 1.5$ a 1.8 t/m^3).

4.4.2. Caso 2: Cuando hay registros pluviométricos. En regiones alejadas, es muy probable encontrar poca información, y por lo general la información que se obtiene son registros pluviométricos. Con estos registros es posible estimar los caudales anuales, aplicando balances hidrológicos a partir de los registros en las diferentes estaciones, mapas de isoyetas y los registros de caudales mínimos un año; reduciendo el área cubierta por las estaciones a solamente el área de interés, obteniendo el caudal máximo y mínimo anual.

4.4.2.1. Método aritmético. Este método es útil si la diferencia entre los datos de las distintas estaciones es menor al 10% con respecto al promedio. Si es así, se halla el promedio de la precipitación media de las estaciones dentro del área de la cuenca:

$$P = (1/n) \times \sum P_i$$

Ecuación 8. Método Aritmético.

N es el número de estaciones

P_i es la precipitación de la estación

4.4.2.2. Método de los polígonos de Thiesen. En este método se delimita el área de influencia de cada estación en un polígono como se muestra en la figura 3.

Para determinar las figuras se unen las estaciones con segmentos de rectas, se trazan perpendiculares por la mitad de estos segmentos de recta, dividiendo así los polígonos de influencia de las estaciones.

La precipitación se encuentra de esta forma:

$$P = \frac{\sum (P_i \times A_i)}{A_t}$$

Ecuación 9. Precipitación.

A_i es el área del polígono de la estación

A_t es el área total

P_i es la precipitación de la estación

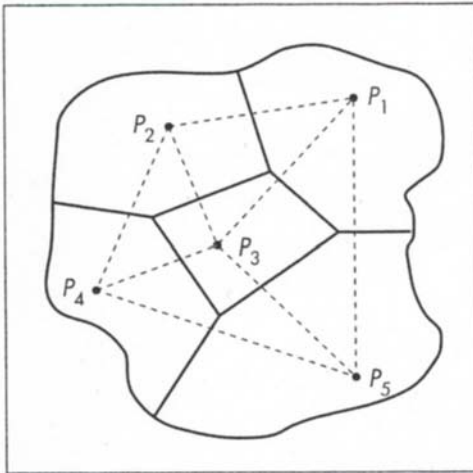


Figura 4. Método de los polígonos de Thiesen. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 66.

4.4.2.3. Método de las isoyetas. En este método se establecen líneas de igual precipitación, con las que se incluye el factor orográfico causado por el ascenso del aire húmedo que se produce por las barreras formadas por las montañas como se ve en la figura 4. Por esto es más preciso que el método anterior.

La precipitación se halla por isoyetas (área de igual precipitación):

$$P = \frac{\sum (P_i \times A_i)}{A_t}$$

Ecuación 10. Precipitación.

A_i es el área entre las isoyetas

A_t es el área total

P_i es la precipitación entre isoyetas

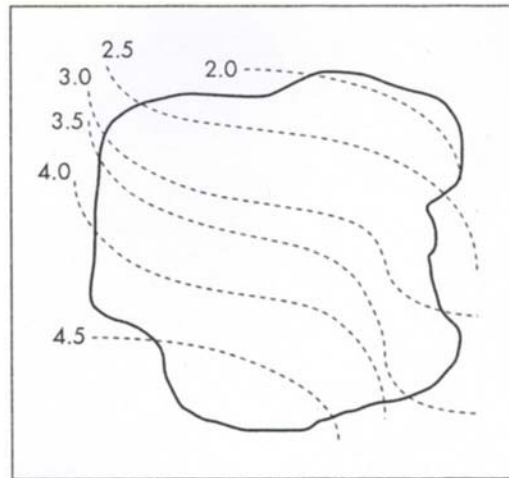


Figura 5. Representación de las isoyetas de precipitación. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 67.

4.4.2.4. Caudal máximo. Este caudal se puede obtener si se cuenta con datos en un amplio periodo de tiempo, y es el fenómeno producido cuando se genera un rápido aumento de los caudales en un corto intervalo de tiempo alcanzando un caudal máximo, causado por la fusión de nieve acumulada, lluvias intensas o los dos al tiempo.

Debido a su importancia en el diseño, el caudal máximo debe ser estimado con gran precisión. Se hallan por medio de métodos estadísticos de acuerdo a su probabilidad y repetición en un determinado periodo de tiempo. Este periodo se establece de acuerdo al tipo de obra y a la vida útil del proyecto. Para una obra de captación la probabilidad de excedencia debe ser de 1% a 2% generalmente.

La creciente máxima consta de los siguientes elementos:

Q_i caudal de agua inicial

Q_{max} pico de la creciente máxima

t_1 tiempo de ascenso

t_2 tiempo de retención

T duración total del caudal máximo (figura 5)

W_{prec} volumen de la precipitación del caudal máximo

Q Volumen de escurrimiento del caudal máximo

α coeficiente de escurrimiento del caudal máximo

Pocas veces se conoce la forma de la creciente, por lo que la forma triangular o trapezoidal puede ser aceptada.

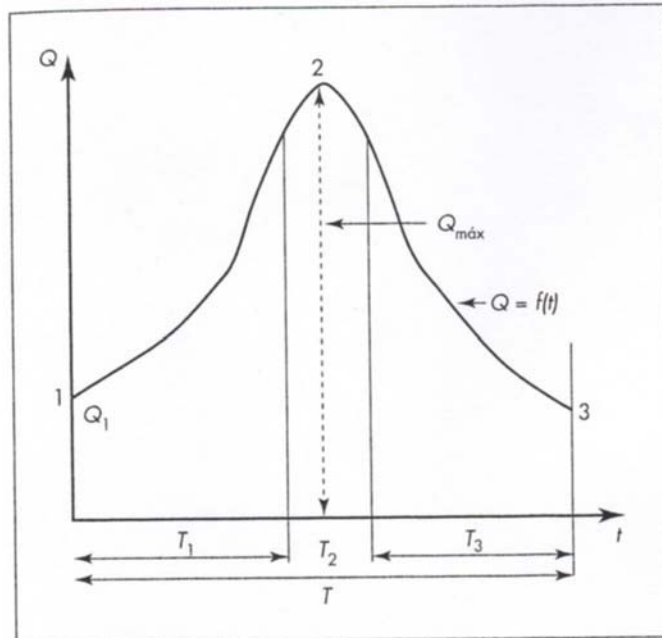


Figura 6. Representación total de un caudal máximo. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 69.

4.4.2.4.1. Triangular. Se aplica en cuencas pequeñas con terrenos inclinados, si se conoce el volumen de la creciente máxima (V), el tiempo de ascenso (t_1), y el pico (Q_{max}).

Si se presenta el escurrimiento total con h (mm):

$$V = hxAx1000$$

Ecuación 11. Escurrimiento total.

La duración total en días se determina con esta formula:

$$V = T \times \frac{86400 \times Q_{\max}}{2}$$

Ecuación 12. Volumen.

$$T = \frac{0.023 \times h \times A}{Q_{\max}}$$

Ecuación 13. Duración total.

A es el área dada en km²

Q_{max} es el caudal dado en m³/s

4.4.2.4.2. Trapezoidal. Se usa en cuencas pequeñas con áreas entre 300 y 500 km². Es aceptado el tiempo de retención t₂ = 0.1T (días):

$$V = \frac{\left(T + \frac{1}{10}T\right) \times 86400 \times Q_{\max}}{2}$$

Ecuación 14. Volumen.

$$T = \frac{0.21 \times h \times A}{Q_{\max}}$$

Ecuación 15. Duración total.

Para prevenir las inundaciones causadas por el caudal máximo es adecuado construir obras de defensa, disminuir la altura del caudal máximo sin disminuir el cauce, disminuir el caudal máximo, o rectificar el cauce del río.

El caudal máximo depende en general del escurrimiento superficial, por lo que los factores que lo afectan directamente pueden agruparse en factores climáticos, dependientes de la magnitud de la tormenta; y factores fisiográficos, dependientes de las características físicas de la cuenca.

Para determinar el caudal máximo se usan las siguientes expresiones:

Expresión general

$$Q = c \times A^n \text{ (pies}^3\text{/s)}$$

Ecuación 16. Caudal máximo.

c es un coeficiente que considera la forma y naturaleza de la cuenca
A es el área de la cuenca en millas²
n es un coeficiente experimental cuyos valores pueden ser

Fuller n = 0.80
Creager n = 0.50
Myer n = 0.50
Hodges n = 0.45

Fórmula de Ganguillet

$$Q_{\max} = \frac{1241 \times A}{311 + A^{0.5}} (m^3 / s)$$

Ecuación 17. Fórmula de Ganguillet

Fórmula de Kurchiling

$$Q_{\max} = (3594 / (370 + A) + 0.21) \times A (m^3 / s)$$

Ecuación 18. Fórmula de Kurchiling

Fórmula de A. Dickers

$$Q_{\max} = 14.15 \times A^{0.5} (m^3 / s)$$

Ecuación 19. Fórmula de A. Dickers

Fórmula de Fuller

$$Q_{\max} = Q \times (1 + 0.8 \log T)$$

Ecuación 20. Fórmula de Fuller

Q es el caudal de la creciente anual media

T es el periodo de retorno en años

4.4.2.5. Caudal mínimo. En casos de poca información el caudal mínimo puede estimarse con la fórmula de Iszkowski:

$$Q_{min} = 0.0063 \times c \times e \times A \times P \text{ (m}^3\text{/s)}$$

Ecuación 21. fórmula de Iszkowski

c es un coeficiente en función de la permeabilidad y extensión de la cuenca, entre 0.5 y 0.15.

e es el escurrimiento medio anual, dado como un porcentaje de la pluviosidad

A es el área de la cuenca en km^2

P es la pluviosidad en metros

4.4.3. Caso 3: Sí se cuenta con registros de caudal de una estación cercana. En ocasiones los datos que se tienen son de una cuenca paralela o de una sobre el aprovechamiento pero lejos del sitio de la toma, en este caso se transponen los datos al sitio de interés.

4.4.3.1. Transposición de caudales. Este método consiste en encontrar un coeficiente, de acuerdo a las características similares entre las dos cuencas, para transponer los datos a la cuenca en estudio:

$$C = \frac{A_1 \times (P_1 - E_1)}{A_2 \times (P_2 - E_2)}$$

Ecuación 22. Coeficiente de transposición.

A_1 es el área de drenaje en el sitio de toma

A_2 es el área de drenaje en el sitio de la estación

P_1 es la precipitación media ponderada de la cuenca de drenaje en el sitio de la toma

P_2 es la precipitación media ponderada de la cuenca de drenaje en el sitio de la estación

E_1 es la evapotranspiración de la cuenca en el sitio de la toma

E_2 es la evapotranspiración de la cuenca en el sitio de la estación

La precipitación media ponderada se obtiene del mapa de isoyetas medias anuales. Si no se conoce la evapotranspiración o la precipitación se pueden obviar estos factores en la ecuación, siendo menos preciso el ajuste. La transposición consiste en multiplicar los datos de la estación por el coeficiente para trabajarlos en el sitio de interés.

4.5. POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

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

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

4.5.1.1. Potencia. Teniendo en cuenta el desplazamiento del caudal Q desde el punto 1 al punto 2 se encuentra la potencia del aprovechamiento (figura 6).

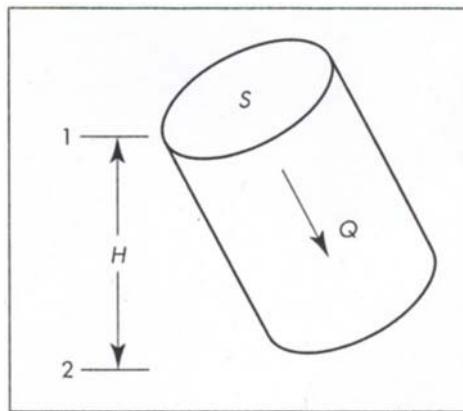


Figura 7. Representación de las magnitudes físicas requeridas para encontrar el potencial del recurso. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 3.

Presión:

$$\rho = d * g * H$$

Ecuación 23. Presión.

donde

d es la densidad del agua (1000kg/m³)
 g es la aceleración de la gravedad en 9.8 m/s²
 H es la caída en metros

Potencia:

$$P = F * v$$

Ecuación 24. Potencia.

donde

F es la fuerza
 v es la velocidad

Fuerza:

$$F = p * S$$

Ecuación 25. Fuerza.

donde

S es la sección

La potencia es:

$$P = d * g * H * S * v$$

Ecuación 26. Potencia.

Como el caudal es:

$$Q = v * S$$

Ecuación 27. Caudal.

Tenemos:

$$P = d * g * H * Q$$

Ecuación 28. Potencia.

$$P = 10^3 * 9.81 \frac{kg}{m^3} * \frac{m}{s^2} * H(m) * Q \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

Ecuación 29. Potencia.

$$kg * \frac{m^2}{s} = N * m = W$$

Ecuación 30. Vatios.

Finalmente la potencia es:

$$P = 9.8 * 10^3 * H * Q (w)$$

Ecuación 31. Potencia.

$$P = 9.8 * H * Q * \eta (kW)$$

Ecuación 32. Potencia.

donde:

P es la potencia del recurso en kW

Q es el caudal en m^3

H es la altura en m

9.8 es el peso específico del agua

η es la eficiencia de la PCH

4.5.1.2. Energía. Se establece la demanda de energía eléctrica de la región en un día, determinando el valor máximo, mínimo y medio. A partir de esto, se determina la potencia instalada en la PCH, que debe ser superior a la demanda máxima de la comunidad.

La curva de demanda de energía eléctrica en un día, indica la forma como se debe regular el paso del caudal a lo largo del tiempo para proporcionar la potencia demandada en cada momento del día.

La energía demandada EE es:

$$EE = \int P_i dt = \int (9.81 * \eta * H * Q dt)$$

Ecuación 33. Demanda de energía.

La Potencia media es:

$$P_{med} = A/T_0$$

Ecuación 34. Potencia media.

Siendo A la energía total en kWh, suministrados en el tiempo T_0 , en este caso 24 horas.

Para verificar el buen uso de la potencia instalada se usan los factores de carga y de utilización de la demanda, que deben ser cercanos a uno, de lo contrario implica que hay picos elevados de demanda y potencia instalada sin usar.

El factor de carga m es la relación entre la demanda máxima y la media:

$$m = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{A * Tm}{A * T_0} = \frac{Tm}{T_0}$$

Ecuación 35. Factor de carga.

El factor de utilización n es la relación de la potencia media y la potencia instalada en la PCH.

$$n = \frac{P_{med}}{P_{inst}}$$

Ecuación 36. Relación de la potencia media y la potencia instalada.

4.6. ESTUDIO PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD USANDO ENERGÍA EÓLICA

Colombia se encuentra en la zona tropical, donde el aire caliente asciende constantemente creando áreas de baja presión, alternándose las calmas y los vientos variables. También se ve afectada por los vientos alisios y contralisios. Los vientos alisios son corrientes superficiales que se dirigen al ecuador desde el noreste en el hemisferio boreal y desde el sudeste en el hemisferio austral. Al llegar al trópico ascienden cambiando su dirección, desde ese momento se transforman en vientos contralisios.

La velocidad del viento se ve afectada por los obstáculos que encuentre, por eso en los mapas eólicos encontramos la velocidad potencial del viento, que es la que el viento llevaría en el sitio de estudio a una altura de 10 metros sin

ser afectada por ningún tipo de obstáculo. Generalmente esta velocidad se relaciona con la velocidad del perfil del terreno a 60 y 100 metros de altura, siendo ésta la cantidad que se indica en los mapas eólicos. Para poder encontrar la velocidad real del viento se deben aplicar correlaciones de acuerdo a las características de rugosidad del terreno de la siguiente manera.

A medida que aumenta la altura, la rugosidad de la superficie ejerce menos desaceleración sobre el flujo del viento, por lo que éste tiene mayor velocidad a mayor altura. El incremento de la velocidad de acuerdo a la altura se determina con el siguiente modelo:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a$$

Ecuación 37. Relación de la velocidad del viento según la altura.

v_1 es la velocidad del viento a la altura h_1
 v_2 es la velocidad del viento a la altura h_2

a es un coeficiente que se calcula sobre la base de mediciones del viento, de acuerdo a la meteorología y a la topografía del terreno. En caso de no tener información suficiente para este coeficiente se puede asumir $a = 1/7$.

Para averiguar que tan constante es el flujo de viento se usan dos distribuciones:

Distribución de Weibull

$$N = 8760e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^K}$$

Ecuación 38. Distribución de Weibull

Distribución de Raylergh

$$N = 8760e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2}$$

Ecuación 39. Distribución de Raylergh

N es el número de horas al año en que la velocidad del viento es menor o igual a V

V es la velocidad del viento

C y K son parámetros dependientes de las condiciones del sitio

\bar{V} es la velocidad media del viento

La potencia eólica con el viento a una velocidad V a través de un área perpendicular A es:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A V^3 (W)$$

Ecuación 40. Potencia eólica.

La potencia teórica se da comúnmente como potencia específica, o sea por unidad de área:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho V^3 (W / m^2)$$

Ecuación 41. Potencia teórica.

ρ es la densidad del aire

A nivel del mar se obtienen las siguientes potencias específicas:

Velocidad Eólica (m/s)	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Potencia Eólica Específica (W/m ²)	5	16	38	75	130	206	307	437	600	800	1040

Tabla 5. Velocidad eólica vs. Potencia eólica específica. RODRÍGUEZ D., Julio Mario. Energías alternativas, SENA, 1991, cap. 1.

Estas deben ser ajustadas de acuerdo a la densidad del aire indicada en la siguiente tabla:

Altura sobre el nivel del mar (m)	Densidad del aire seco en kg./m ³	
	20°C	0°C
0	1.204	1.292
500	1.134	1.217
1000	1.068	1.146
1500	1.005	1.078
2000	0.945	1.014
2500	0.887	0.952
3000	0.833	0.894
3500	0.781	0.839
4000	0.732	0.786

Tabla 6. Altura sobre el nivel del mar vs. Densidad del aire seco. RODRÍGUEZ D., Julio Mario. Energías alternativas, SENA, 1991, cap. 1.

Para el estudio adecuado del potencial eólico de una zona se puede acudir a datos históricos, generalmente encontrados en el IDEAM. Muchas veces estos datos son tomados en estaciones en aeropuertos, y son tomados a 10 metros de altura, lo que nos permite usar estos datos para el estudio. Si la estación toma datos con fines agrometereológicos, estos son tomados a 2 metros de altura, por lo que éstos no nos son útiles. Para poder tomar estos datos debemos estar seguros de su confiabilidad, no solo en los puntos anteriores, sino en el estado del equipo en la estación, y de la confiabilidad del operario para la toma de los mismos. Para obtener un resultado óptimo, lo recomendable es hacer una medición durante un año con equipo adecuado.

Los datos que se buscan son:

Velocidad del viento promedio anual: Con ésta es posible hacer una evaluación inicial de la viabilidad del proyecto.

Variaciones estacionales: Estos datos se entregan normalmente como promedios mensuales de velocidad del viento, y permiten estimar la variación estacional de entrega de energía, estableciendo el mes de diseño crítico.

Variaciones diurnas: Con estas variaciones se establece si es viable el uso de energía eólica como fuente generadora de electricidad.

Borrascas: Estas mediciones permiten establecer las velocidades máximas de viento bajo las cuales debe funcionar el equipo.

Periodos de calma: Es importante saber la duración de estos periodos para el dimensionamiento de las baterías, o para suplir este tiempo con otro tipo de generación energética.

4.6.1. Medición de la velocidad del viento. Para la medición adecuada de la velocidad del viento es necesario el uso de anemómetros totalizadores, pequeños equipos eólicos o equipos de adquisición de datos.

4.6.1.1. Anemómetros totalizadores. Con este equipo se toman valores promedios globales de la velocidad del viento, ya sean diarios, mensuales o anuales. Cuenta con cazoletas que giran sobre un eje, al cual se le mide la velocidad angular por medio de un odómetro; a partir de ésta se establece el recorrido del viento en un tiempo determinado. Al relacionar esta distancia sobre el tiempo transcurrido obtenemos la velocidad lineal del viento. Las cazoletas deben ser instaladas a 10 metros de altura.

4.6.1.2. Método de correlación. Por medio de este método se combinan mediciones de dos o más estaciones cercanas. Comparando los valores promedios, ya sean diarios o mensuales, se producen estadísticamente coeficientes de proporcionalidad; su utilidad depende de la correlación que se obtenga entre los datos, y de la cantidad de datos que se tenga; entre más datos se tengan se acercará más a la estimación real del potencial eólico de la zona. Para diferentes direcciones de viento el coeficiente de correlación varía.

4.6.1.3. Instalación de pequeños equipos eólicos. Instalando un pequeño equipo eólico es posible medir su funcionamiento, dentro de los rangos estipulados para el equipo, durante un tiempo determinado, relacionando las características del equipo con el régimen de vientos. La ventaja de esta medición es que no solo se obtienen mediciones de viento sino también de generación de energía. El problema radica en la ubicación del aparato, pues si no se dispone de estudios anteriores, el lugar se elegirá de acuerdo a la experiencia empírica de los habitantes de la región, pudiendo no ser éste un sitio óptimo o representativo.

4.6.1.4. Adquisición de datos en tiempo real. Los equipos de adquisición de datos, son equipos operados por computadora que permiten registrar la

velocidad del viento en periodos de hasta segundos. Estos son los equipos de medición eólica más costosos, y a medida que su precisión aumenta, o sea que tienen menores periodos de promedio, su costo es mayor. Sin embargo, con la medición en estos equipos se garantiza el dimensionamiento adecuado de los equipos eólicos para la generación de energía. Estos equipos vienen generalmente con memorias removibles e intercambiables con capacidad de almacenamiento de 6 meses; algunos permiten la obtención de información por vía celular.

Para el predimensionamiento de los equipos y el estudio de la viabilidad del proyecto se usan mapas eólicos del país o de la región suministrados por el IDEAM. La tabla de resumen para Colombia es la siguiente:

Departamento	Nombre Municipio	Energía kW-h/m ² año	Velocidad del viento m/s	Dirección predominante
Cundinamarca	Chocontá	72,862	1,8	Oriente
	Guatavita	135,902	2,4	Oriente
	Tabio	34,921	1,4	Norte
	Subachoque	115,067	2,1	Oriente
	Suba	119,820	1,9	Occidente
	Madrid	632,927	4,0	Sur-Occidente
	Fontibón	160,113	1,9	Nor-Occidente
	Sibaté	100,029	1,8	Occidente
Tolima	Neusa	34,323	1,7	
	Ibagué	755,579	3,7	Sur
	Flandes	333,438	2,9	Sur
	Espinal	161,851	2,6	Norte
	Mariquita	622,569	2,8	Sur
Risaralda	Pereira	74,879	1,8	Sur
	Rionegro	52,607	0,9	Oriente
	Remedios	105,413	1,9	Norte
Antioquia	Turbo	465,550	3,2	Norte
	Caratagena	914,628	3,8	Norte
Bolívar	Repelón	166,509	2,6	Sur-Oriente
Atlántico	San Marcos	124,667	1,7	Sur
Sucre	Lorica	211,509	2,5	Nor-Occidente
	Cereté	291,318	1,5	Occidente
Córdoba	Cúcuta	1048,647	4,1	Sur-Occidente
	Tibú	130,804	1,8	Sur
	Abrego	215,411	2,5	

Santander	Pinchote	76,587	2,0	Oriente
	Boyacá	Gulcán	94,918	2,5
Valle	Cali	83,343	1,2	Occidente
	Palmira	51,298	1,7	Norte
Cauca	Buenaventura	53,449	0,8	Occidente
	Popayán	17,811	0,5	Nor-Occidente
Nariño	Guapi	155,867	1,4	Norte
	Pasto	317,253	3,5	Sur-Occidente
Huila	Tumaco	32,518	1,2	Norte
	Neiva	536,036	2,7	Sur
Putumayo	Colombia	677,713	4,5	Oriente
	Villavieja	255,069	2,9	
Vichada	Puerto Leguizamo	46,441	1,6	Occidente
	San Jose	258,383	2,1	Norte
Meta	Villavicencio	260,654	2,4	Occidente
	Puerto López	68,900	2,0	Oriente
Amazonas	Leticia	14,885	0,5	Sur-Occidente
	Guajira	Rioacha	707,330	4,7
	Maicao (interior)	181,140	2,7	Oriente
	Maicao	442,410	4,2	Oriente
	Uribia	447,820	4,8	Oriente
	Cabo de la Vela	1735,640	7,3	Oriente

Tabla 7. Tabla de resumen del mapa eólico de Colombia. RODRÍGUEZ D., Julio Mario. Energías alternativas, SENA, 1991, cap. 1.

4.7. USO DE LA ENERGÍA SOLAR PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra, llega en dos formas, como radiación directa y difusa. La radiación directa no tiene cambios en su dirección desde que alcanza la atmósfera hasta que llega a la superficie. La radiación difusa es la radiación que al alcanzar la atmósfera se dispersa, cambiando su dirección, por la presencia de gases atmosféricos, nubes, partículas suspendidas, etc.

El brillo solar es la cantidad de horas diarias que brilla el sol. Este es un dato útil para conocer la variabilidad de radiación solar que será recibida en la

superficie en un periodo determinado de tiempo (diaria, mensual). Este parámetro se mide con el heliógrafo Campbell – Strokes, que se encuentra en la mayoría de estaciones meteorológicas.

La radiación solar es medida con un piranómetro; el funcionamiento es el mismo para todos los tipos. El más común es el piranómetro de Ångström, que consta de dos placas de magnesio ennegrecido, una está expuesta a la radiación solar y la otra está a la sombra; una corriente eléctrica circula hasta alcanzar el equilibrio térmico con la placa irradiada para poder determinar la temperatura a la que se encuentra esta placa, de este modo los datos de radiación que arroja el aparato se obtienen en W/m^2 .

La radiación que se obtiene en esta medición es la radiación global, la suma de la radiación directa y difusa. Los colectores de fotogeneración térmica, solo funcionan con la radiación directa, mientras que los colectores de placa plana y los fotovoltaicos funcionan con ambas radiaciones. Por esto es importante determinar la intensidad de radiación directa y difusa por aparte para hacer una evaluación adecuada del tipo de tecnología a usar.

La mejor correlación conocida para determinar la cantidad de radiación directa y difusa de un dato de radiación solar es la correlación Lui y Jordan:

$$I_D = \frac{I_T - 0.2711 \times I_0}{0.706}$$

Ecuación 42. Correlación Lui y Jordan.

I_D es la radiación directa

I_T es la radiación total

I_0 es la incidencia de la radiación sobre un cuerpo perpendicular a esta antes de alcanzar la atmósfera

El ángulo en que incide la radiación sobre el aparato colector, es un parámetro muy importante relacionado con la eficiencia de este aparato. Este ángulo depende del ángulo de altitud y el ángulo de azimut en que el sol irradia el aparato; estos se encuentran de esta forma:

$$\text{sen } \gamma = \text{sen } d \times \text{sen } \phi \times \cos d \times \cos \phi \times \cos t$$

Ecuación 43. Angulo de radiación.

$$\text{sen } \alpha \times \cos \gamma = \cos d \times \text{sen } t$$

Ecuación 44. Angulo de radiación.

γ es el ángulo de altitud
 α es el ángulo azimut medido desde el norte
 d es la declinación
 φ es la latitud geográfica
 t es el ángulo horario, 15° por cada hora

Se encuentra la intensidad directa sobre un plano normal en la dirección de la radiación:

$$I_{hr} = \frac{I_{hr}}{\text{sen } \gamma}$$

Ecuación 45. Intensidad directa sobre un plano normal.

El ángulo de incidencia se halla:

$$\cos \beta = \text{sen } \gamma \times \cos \psi + \cos(\omega - \alpha) \times \cos \gamma \times \text{sen } \psi$$

Ecuación 46. Angulo de incidencia.

β es el ángulo de incidencia
 ω es la orientación del plano desde el norte
 ψ es la inclinación del plano sobre la horizontal

La intensidad directa sobre el plano es:

$$I_{pr} = I_{hr} \times \cos \beta$$

Ecuación 47. Intensidad directa sobre un plano.

La intensidad difusa sobre el plano es:

$$I_{pf} = I_{hf} \times \frac{1 + \cos \psi}{2}$$

Ecuación 48. Intensidad difusa sobre un plano.

La intensidad total incidente sobre el plano es:

$$I_{pt} = I_{pr} + I_{pf}$$

Ecuación 49. Intensidad total sobre un plano.

En general, en Colombia la instalación del equipo colector se puede hacer con una pendiente de 10° antihoraria sobre la horizontal de la línea de movimiento solar. Esto se determina pues el movimiento de declinación solar es de 23° Este y 23° Oeste sobre la línea de movimiento a partir del cenit solar. Es conveniente tener un sistema variable de inclinación y orientación de los aparatos colectores para optimizar su funcionamiento.

En el IDEAM existen mapas de radiación solar anuales y mensuales para Colombia. Un cuadro de resumen se presenta a continuación.

Ciudades	Calorías cm/día	W-h/m ² día	kW-h/m ² año
Rioacha	500	5800	2117
Santa Marta	480	5568	2032
Barranquilla	480	5568	2032
Cartagena	450	5220	1905
Valledupar	450	5220	1905
Sincelejo	430	4980	1817
Monteria	430	4980	1817
Cúcuta	450	5220	1905
Bucaramanga	420	4872	1778
Arauca	400	4640	1693
Puerto Carreño	400	4640	1693
Quibdó	330	3828	1397
Manizales	360	4176	1524
Yopal	350	4060	1482
Pereira	330	3828	1397
Armenia	350	4060	1482
Ibagué	400	4640	1694
Bogotá	350	4060	1482
Villavicencio	300	3480	1270
Cali	400	4640	1694
Neiva	430	4988	1821
Popayán	350	4060	1482
Florencia	350	4060	1482

Pasto	320	3712	1355
Mocoa	350	4060	1482

Tabla 8. Tabla de resumen del mapa de radiación solar de Colombia. RODRÍGUEZ D., Julio Mario. Energías alternativas, SENA, 1991, cap. 1.

Los datos de variación de la radiación diaria y anual son importantes para la evaluación de la utilización de la energía eléctrica producida con energía solar, ya que con éstos se puede determinar los periodos en que este tipo de generación es útil, y se cubre la demanda establecida para ésta. En base a esto y a la eficiencia del equipo, de acuerdo a la radiación crítica de generación, se determina el tipo de baterías que se deben instalar y el uso de este dentro del sistema híbrido. Los datos de eficiencia y funcionamiento son específicos para cada equipo, y se determinan de acuerdo a lo estipulado por el fabricante.

4.8. ESTUDIOS PARA LA APLICACIÓN DE DENDROENERGÍA Y DE DIESEL PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para el uso de dendroenergía, el estudio que se debe hacer para evaluar su aplicación, es la disponibilidad de materia prima para la generación de electricidad. Ya sea biomasa vegetal o animal, es esencial verificar si las fuentes de origen de esta materia son sostenibles durante la vida útil del proyecto, y evaluar sus periodos de productividad. En el caso del bagazo, la materia prima más usada para la producción de dendroenergía en Colombia, se deben tener en cuenta los tiempos de cosecha, si se va a sembrar regionalmente o la accesibilidad al producto en caso contrario, o en tiempos productivos. Conociendo la capacidad de consumo de ésta materia, lo que se debe considerar para la integración de este tipo de energía al sistema híbrido es la capacidad de producción energética de los generadores eléctricos necesarios de acuerdo a la calidad de la materia a emplear, cuya eficiencia está estipulada por el fabricante; y los periodos en que se puede producir la electricidad demandada por el sistema.

En caso de carecer de suficientes fuentes alternas de generación eléctrica, es viable recurrir al uso de plantas eléctricas DIESEL. Para su inclusión en el sistema híbrido, solamente se debe considerar cuanto va a aportar a la red de acuerdo a su costo económico y ambiental.

5. OBRAS CIVILES

5.1 BOCATOMAS

Las bocatomas son estructuras localizadas a la entrada de un canal para permitir el ingreso del agua a través de este. El propósito es permitir la captación de agua desde una corriente con el menor grado de sedimentación posible, minimizar costos de mantenimiento en la operación, y proveer algunas medidas de protección ante daños o bloqueos por la entrada de gravas o sedimentos. La selección del tipo de bocatoma, depende de la localización, tamaño del río, caudal, la función del proyecto del que va a ser parte y los costos.

5.1.1 Partes de la bocatoma. Las partes que básicamente hacen parte de una bocatoma son las siguientes:

- Dique, barrage, presa o azud: Su función es cerrar el cauce del río, obligando al agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta, a que ingrese a la conducción. El dique, en épocas de creciente, funciona como un vertedero.
- Rejilla: Esta impide que pase al canal de conducción material sólido flotante muy grueso.
- Desripiador: Cámara cuya función es recoger el material sólido que ha logrado pasar a través de la rejilla.
- Transición de entrada al canal: Une el desripiador con el canal. Su fin es evitar grandes pérdidas de energía entre el desripiador y el canal de conducción.
- Zampeado y colchón al pie de azud. Sirven para disipar la energía con la que cae al agua desde el azud en épocas de crecida, y así evitar que se erosione la zona del pozo de quietamiento. El

fenómeno si no es controlado, puede socavar las estructuras y causar su destrucción.

- **Compuerta de purga:** Se ubica al lado de la reja de entrada. Su función es eliminar, mediante la operación de la compuerta, el material grueso, y mantener limpio el sector frente a la rejilla.

5.1.2 Presa de derivación. “Cuando se necesita captar un caudal de agua desde un río para su aprovechamiento en una pequeña central hidroeléctrica, debe construirse un barraje de derivación con el fin de levantar el nivel de agua del río y facilitar mediante derivación del caudal, su entrada a la bocatoma.¹⁰²”

Los argumentos de nivel necesarios para la derivación dependen de las siguientes consideraciones:

Una vez establecido el tirante “h” de agua en el canal de conducción, se ubicará el vertedero del barraje a una elevación sobre el fondo del río, igual a:

- 3h, cuando el caudal sea muy pequeño
- 2.5h, cuando el caudal sea igual a 1 m³/s
- 2h, cuando el caudal es mayor que 10 m³/s

Es conveniente que se construya el barraje y en general las obras de captación y muros de acompañamiento sobre la roca firme del cauce y de los taludes. Sin embargo, sino se puede encontrar la roca a poca profundidad, se deberá construir el barraje sobre el aluvión del cauce; pero teniendo en cuenta que su base tenga una profundidad y longitud suficiente para que el agua de percolación en el contacto entre la base de la cimentación y el aluvión tenga una velocidad tan pequeña que no pueda arrastrar las partículas más finas, lo cual con el tiempo determinará la desestabilización y destrucción del barraje.

En el barraje se debe disponer una compuerta que permita la eliminación de los depósitos sólidos que se hubiesen formado frente al orificio de toma.

¹⁰² NOZAKI Tsuguo. Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural del Perú. JICA. Perú 1985.p.16

En el caso de caudales muy pequeños, se puede sustituir la compuerta con unos tablonces de madera que funcionen como ataguía.

5.1.3 Tipos de Bocatomas. Según Tsuguo Nozaki podemos clasificar las bocatomas en tres tipos:

5.1.3.1 Bocatoma TIPO 1. “Es una estructura con un barraje perpendicular a la dirección del cauce dotada de compuerta de limpia y un vertedero lateral que elimina los excesos de agua provocados por los regímenes de avenidas, después del cual existe una canaleta de desarenación con compuerta de limpia. A continuación se dispone de una rejilla metálica que evita el ingreso al canal de conducción, de los materiales flotantes, después de la cual hay una compuerta, gobernada manualmente por un volante que se desliza por un sin-fin para regulación de caudal. Después de esta compuerta, y antes de ingresar al canal de aducción, se ha dispuesto otro vertedero lateral de regulación de menor longitud que el anterior. Este tipo de bocatoma se puede emplear en los casos en que sea necesario una regulación muy exacta del caudal.¹⁰³”

Debido a la poca capacidad de desarenación que tiene la estructura, se debe disponer en algún sitio de la conducción o en la cámara de carga, de un tanque desarenador.

Este tipo de bocatomas tiene las siguientes ventajas:

- a) “Debido a que los excesos de agua de avenidas son controlados antes de la compuerta de captación, ésta no necesita ser diseñada para grandes cargas de agua, razón por la que los costos disminuyen al tener dimensiones menores en el marco de la compuerta, los muros de defensa, la rejilla y la compuerta misma.¹⁰⁴”
- b) Cuando se presentan avenidas inesperadas; estos excesos no afectan el canal de conducción.

¹⁰³ Idem p. 40

¹⁰⁴ Idem p. 41

- c) Los costos de operación y mantenimiento disminuyen en este tipo de bocatoma, al no existir la necesidad de un bocatomo permanente, ya que hay una regulación generada por la compuerta.

5.1.3.1.1 Dimensionamiento. Para el dimensionamiento de este tipo de bocatomas se utilizará la tabla 1 del anexo A Y la figura del anexo B, la cual tiene las siguientes variables:

D_o : Profundidad del agua en la compuerta
 B_o : Ancho del canal en la compuerta de regulación
 H_o : Altura del canal en la compuerta de regulación
 G_b : Ancho de la compuerta de regulación
 G_h : Altura de la compuerta de regulación.
A: Altura del marco de la compuerta
B: Ancho del marco de la compuerta
C: Espesor del marco de la compuerta
P: Ancho de la pasarela de maniobra de la compuerta.
W: Ancho de la pasarela de maniobra de la rejilla.
E: Proyección vertical de la altura de la rejilla
F: Ancho de la rejilla
l: Longitud de la rejilla
 $t*b$: Dimensiones de la sección de las barras de la rejilla
p: Distancia entre ejes de las barras de la rejilla
S: Ancho del canal de rebose
 d_1 : Tirante mínimo de agua en el canal del rebosadero
 d_2 : Tirante máximo de agua en el canal del rebosadero
L: Longitud del rebosadero
O: Longitud del desarenador
J: Ancho de la canaleta de desarenación.
 h_1 : Tirante de aguas máximo de la canaleta de desarenación
K: Dimensiones de la compuerta de desarenación
M: Ancho de la compuerta de desarenación
Q: Profundidad de la compuerta de desarenación en el barraje
N: Longitud del aliviadero de regulación
U: Altura de agua en el aliviadero
V: Velocidad del agua en el lugar de la desarenación
 V_s : Velocidad del agua en la rejilla
 V_g : Velocidad del agua en la compuerta

5.1.3.2 Bocatoma TIPO II. “Es una estructura con barraje transversal a la dirección del cauce. Alineadas paralelamente se encuentran las compuertas de limpia y de captación. Delante de estas dos compuertas existe un

depósito de sedimentación con pendiente hacia la compuerta de limpia que se abre hacia el río. Antes de la compuerta de captación se dispone una rejilla metálica que impide la entrada de los materiales flotantes que trae el río. Después de la compuerta de captación hay un desarenador con compuerta de limpia que dirige las aguas de limpieza hacia el cauce del río. Después de esta estructura, el sistema se empalma con el canal de aducción.

La única regulación del caudal se realiza en la compuerta de captación. Si se requiere, como es de rigor, regular el caudal, por variaciones de carga de la población servida, hay que construir un rebose o aliviadero en el muro del desarenador.¹⁰⁵

5.1.3.2.1 Dimensionamiento. Para el dimensionamiento de este tipo de bocatomas se utilizará la tabla 2 del anexo A y el anexo C, la cual tiene las siguientes variables:

D_o : Profundidad del agua en la compuerta

B_o : Ancho del canal en la compuerta de regulación

H_o : Altura del canal en la compuerta de regulación

G_b : Ancho de la compuerta de regulación

G_h : Altura de la compuerta de regulación.

A: Altura del marco de la compuerta

Bl: Borde libre

B: Ancho del marco de la compuerta

C: Espesor del marco de la compuerta

a, b: Espesor de las paredes del marco de la compuerta

t_1 : Espesor de la pared antes de la compuerta

t_2 : Espesor de la pared después de la compuerta

O: Distancia entre las paredes de la compuerta.

P: Ancho de la pasarela de maniobra de la compuerta.

W: Ancho de la pasarela de maniobra de la rejilla.

E: Proyección vertical de la altura de la rejilla

F: Ancho de la rejilla

l: Longitud de la rejilla

t^*b : Dimensiones de la sección de las barras de la rejilla

p: Distancia entre ejes de las barras de la rejilla

D1: Tirante de agua después de la rejilla

K_b : Ancho del canal de desarenación

K_h : Altura del canal de desarenación

¹⁰⁵ Idem p.44

S_b : Ancho de la compuerta de desarenación
 S_h : Altura de la compuerta de desarenación
 E_x : Altura desde el fondo de la compuerta del canal de limpia a la losa.
 T : espesor de la pila.
 Y : Espesor del muro lateral hacia la ladera
 l' : Distancias entre las canaletas para ataguías y la losa de maniobra de la rejilla.
 S_d : Profundidad máxima al nivel del desarenador
 S_k : Profundidad de la compuerta de limpia
 K : Dimensiones de la compuerta de limpia
 B_s : Ancho máximo del desarenador
 V_s : Velocidad del agua en la rejilla
 V_g : Velocidad del agua en la compuerta

5.1.3.3 Bocatoma TIPO III

Es una estructura similar al de la bocatoma TIPO II, pero en ésta, por condiciones propias del proyecto, se han dispuesto dos compuertas de captación. Se adoptarán este tipo de bocatoma en los casos que se necesite captar un caudal mayor.

La disposición de todas las demás características es igual a la de la bocatoma TIPO II.

5.1.3.3.1 Dimensionamiento

Para el dimensionamiento de este tipo de bocatomas se utilizará la tabla del anexo A y la figura del anexo D, la cual tiene las siguientes variables:

D_o : Profundidad del agua en la compuerta
 B_o : Ancho del canal en la compuerta de regulación
 H_o : Altura del canal en la compuerta de regulación
 J : Ancho de la pila que separa las dos compuertas
 G_b : Ancho de la compuerta de regulación
 G_h : Altura de la compuerta de regulación.
 A : Altura del marco de la compuerta
 Bl : Borde libre
 B : Ancho del marco de la compuerta
 C : Espesor del marco de la compuerta

a, b : Espesor de las paredes del marco de la compuerta
 t_1 : Espesor de la pared antes de la compuerta
 t_2 : Espesor de la pared después de la compuerta
 O : Distancia entre las paredes de la compuerta.
 P : Ancho de la pasarela de maniobra de la compuerta.
 W : Ancho de la pasarela de maniobra de la rejilla.
 E : Proyección vertical de la altura de la rejilla
 F : Ancho de la rejilla
 l : Longitud de la rejilla
 t^*b : Dimensiones de la sección de las barras de la rejilla
 p : Distancia entre ejes de las barras de la rejilla
 $D1$: Tirante de agua después de la rejilla
 K_b : Ancho del canal de desarenación
 K_h : Altura del canal de desarenación
 S_b : Ancho de la compuerta de desarenación
 S_h : Altura de la compuerta de desarenación
 E_x : Altura desde el fondo de la compuerta del canal de limpia a la losa.
 T : espesor de la pila.
 Y : Espesor del muro lateral hacia la ladera
 l' : Distancias entre las canaletas para ataguías y la losa de maniobra de la rejilla.
 V_s : Velocidad del agua en la rejilla

5.2 CANALES DE CONDUCCIÓN

En la obra de conducción el agua captada en la toma es conducida hasta el sitio donde empieza la caída, es decir el canal une la bocatoma con el tanque de presión.

“La conducción se realiza por lo general a través de un canal, que bien puede ser a cielo abierto o recubierto (box-culvert); en ella el agua fluye en contacto con la superficie libre. El trazado de la obra de conducción se realiza en función de conseguir una mayor eficiencia y seguridad de las obras a menor costo, manteniendo una pendiente longitudinal positiva menor que la del río, y haciendo algunas variaciones, solo dentro de ciertos límites. La pendiente de la conducción se establece con un criterio técnico económico, estudiando varias alternativas.¹⁰⁶”

¹⁰⁶ Cátedra de conversión de energía. Universidad del Valle. Noviembre 5 al 8 de 1997. p. 82

“El criterio técnico está sujeto a las características topográficas de los sitios posibles de toma y a la variación de caudal, que generalmente disminuye hacia aguas arriba. El criterio económico lo establece la longitud de la conducción: a mayor longitud mayor costo y esto evidentemente, depende de la pendiente que tenga el río.¹⁰⁷”

“En los canales se recomienda que la velocidad oscile entre 0.7 m/s y 2.0 m/s, para evitar la sedimentación en el canal y la erosión, por tal motivo el área mojada es función de la velocidad.¹⁰⁸”

“La forma del área mojada es óptima, si conduce con una superficie mojada mínima el mayor caudal posible. Esto se obtiene con una sección semicircular, pero es de difícil construcción y poco estable, por tal motivo se recomienda la sección trapezoidal. Las dimensiones más ventajosas para distintas formas de canales se determinan teniendo en cuenta que el caudal es tanto mayor, en cuanto sea mayor el radio hidráulico o en cuanto menor sea el perímetro mojado.¹⁰⁹”

“Usualmente al construir un canal a media ladera, éstas son niveladas para lograr una plataforma para que sobre ella se excave y se funda la sección propia del canal. El canal se acompaña de una pequeña berma para recoger aguas lluvias o para que cualquier derrumbe quede en ella; además se construye un camino que inicialmente facilita la construcción y posteriormente el desplazamiento del personal de mantenimiento.¹¹⁰”

“La construcción del canal prevé un aumento de la altura de las paredes del canal como seguridad, para evitar el desbordamiento del agua por efecto de olas o el aumento del nivel por aguas lluvias. Esta altura se ubica entre el 5-30% del calado y contribuye a evitar que las salpicaduras de agua, por desbordamiento, causen erosión a la base exterior del canal.¹¹¹”

“La altura de seguridad se establece en función del caudal, y de la velocidad o gradiente del canal; determinando las distancia entra los aliviaderos. Las

¹⁰⁷ Idem p. 82

¹⁰⁸ Idem p. 83

¹⁰⁹ Idem p. 84

¹¹⁰ Idem p. 85

¹¹¹ Idem p. 85

curvas en los canales ofrecen resistencia al movimiento del agua, la cual se traduce en un aumento de altura y que puede ser superada por un aumento de pendiente en estos tramos, con relación a la de los tramos rectilíneos.¹¹²

5.2.1 Revestimiento de canales. Los canales se revisten con el fin de:

- Impermeabilizar las paredes y controlar las filtraciones
- Permitir una mayor velocidad evitando la erosión, reduciendo el coeficiente de rugosidad.
- Evitar la acción de agentes atmosféricos, como plantas y animales.
- Bajos costos de mantenimiento y seguridad en el transporte del caudal.

Inicialmente la inversión para el revestimiento del canal es relativamente elevada, pero se justifica posteriormente en mantenimiento y ahorro de agua. Se han utilizado diferentes materiales para revestir el canal, algunos de ellos son:

- Hormigón
- Mortero
- Mampostería en piedra, ladrillo o ferro cemento.
- Asfáltico con membrana interna, concreto asfáltico.
- Tierra
- Tratamiento químico del terreno.

5.2.2 Dimensionamiento. Conocido el trazo del canal, se selecciona el tipo de material para su construcción; este indica la velocidad máxima permitida por la obra de conducción. Estas velocidades se indican en la tabla 9:

Tipo de agua transportada en el canal	V max (m/s)	
	Agua limpia	Agua con material en suspensión
Lodo	0.10	0.15
Barro suelto	0.15	0.20

¹¹² Idem p. 86

Arena fina(0.02-0.2mm)	0.30	0.40
Arena media (0.2-0.5mm)	0.35	0.50
Limo arenoso	0.40	0.60
Arena gruesa (2-5mm)	0.45	0.65
Grava muy arenosa	0.60	0.80
Limo compacto	0.70	1.00
Grava media (5-20mm)	0.80	1.15
Tierra arcillosa grasosa	1.00	1.30
Grava gruesa, piedras(20-50mm)	1.40	1.60
Piedras (50-75 mm)	1.70	1.80
Cantos rodados (75-100 mm)	1.90	2.00
Césped/Prado	1.80	1.80
Concreto (Materia en suspensión)		2.0
Concreto (agua sin arena)	4.0	
Mampostería (Piedra sentada mortero)	5.0	

Tabla 9. Velocidades máximas permitidas.

- Se halla la sección requerida por medio de la expresión:

$$S=Q/V$$

Ecuación 50. Sección requerida.

Donde:

S : Area

Q : Caudal en m³/s

V : Velocidad en m/s

- Se selecciona la forma de la sección
- Con base en la forma de la sección se halla el ancho b y el tirante de canal d.
- De acuerdo al tipo de suelo o material de revestimiento en la tabla 10 se encuentra el valor del coeficiente de rugosidad de Manning (n):

Material del cause	Min	Med	Max
Roca áspera	---	0.040	0.045
Roca igualadas las asperezas	0.020	0.033	0.025
Canales grandes en buen estado	0.020	0.0225	0.025
Canales grandes en estado regular	0.023	0.025	0.027

Canales grandes en mal estado	0.025	0.0275	0.030
Canales malos semiderrumbados	0.028	0.020	0.033
Canal irregular con vegetación	0.033	0.035	0.040
Ladera cepillada	0.010	0.013	0.014
Ladera sin cepillar	0.012	0.015	0.018
Hormigón sin aislado con buen encofrado	0.013	0.014	0.015
Hormigón con huellas de tablas	0.015	0.016	0.018
Hormigón aislado	0.011	0.012	0.013
Mampostería, piedra	0.017	0.0225	0.030
Gaviones	0.025	0.027	0.032
Ladrillo enlucido	0.012	0.015	0.017

Tabla 10. Coeficiente de rugosidad de Manning.

- Se determina el gradiente del canal.
- Se halla la velocidad real en el canal. Esta velocidad debe ser menor que la velocidad máxima permitida. En caso contrario hay las siguientes opciones:
 - Disminuir el gradiente del canal
 - Seleccionar otra forma de sección
 - Revestir el canal
 - Se determina la altura de seguridad

5.3 ALIVIADERO

“El aliviadero es una obra de seguridad, ubicada en un sitio estratégico del canal, en especial cuando éste es abierto. El se encarga de verter de nuevo al río, las aguas de exceso que superan la capacidad del canal. Las aguas de exceso se producen por daño u obstrucción de los pasos de aguas lluvias haciendo que gran parte de las aguas que escurren por la ladera entren en el canal aumentando considerablemente el caudal; y por derrumbes en las laderas del canal, provocando un represamiento que hace que el nivel aumente hasta que en un momento dado se desborda sobre las paredes del canal.¹¹³”

¹¹³ Idem p. 90

“El desbordamiento del caudal del canal puede generar erosión intensiva y una rápida destrucción de la base del mismo, por lo general de reparación costosa. Una manera de evitar los caudales de exceso es recubrir totalmente el canal (box-culvert) o construir aliviaderos en forma de vertederos laterales o sifones, ubicados en una pared del canal.

Para el dimensionamiento del aliviadero es importante determinar el número de éstos en el canal. El número está en función de la pendiente longitudinal y de la altura de seguridad del canal (bordo).¹¹⁴”

La altura de seguridad se determina por la siguiente expresión:

$$S=j*L+H+C+0.05$$

Ecuación 51. Altura de seguridad.

Donde S=Altura de seguridad
 j= Pendiente longitudinal del canal
 L= Longitud entre aliviaderos
 H= Altura sobre la elevación del agua
 C= Altura de la onda de traslación
 0.05= incremento adicional en metros

“La elección del número de aliviaderos es un criterio técnico-económico entre la longitud entre éstos y la altura de seguridad para obtener un menor costo por excavación y volumen de hormigón.¹¹⁵”

“El aliviadero es un vertedero lateral en el canal, cuya cresta tiene unos pocos centímetros por encima del nivel normal del agua en el canal. El agua que pasa por el vertedero es recogida por un canal de recolección que se diseña para un caudal variable. Este canal tiene unas estructuras especiales que reducen la velocidad del caudal al regresarlo al afluente, tales como rápidas sucesión de colectores de agua, deflectores parabólicos, bloques de rápida y otros.¹¹⁶”

¹¹⁴ Idem p. 91

¹¹⁵ Idem p. 90

¹¹⁶ Idem p. 91

El aliviadero puede disponer según las características de diseño, de dos compuertas, una frontal que interrumpe el paso del caudal en caso de que sea necesario y otra lateral que facilita el vertimiento en el canal recolector. Los vertederos se construyen lateralmente en el muro del canal, y se dotan de una estructura con perfil Creager cuyo al final se conecta a un canal de evacuación que retorna los excedentes al río. El aliviadero se aprovecha no solo para evacuar las aguas sobrantes, sino las que de manera súbita se presentan por obstaculización en el canal abierto, por ejemplo un derrumbe, siempre y cuando éste se presente después del aliviadero.

5.4 DESARENADORES

“El desarenador es una obra hidráulica, que sirve para sedimentar partículas de un determinado diámetro, de material sólido suspendidas en el agua. Las partículas se mantienen en suspensión debido a que la velocidad de entrada a la bocatoma es elevada y suficiente para arrastrarlas. Esto ocurre especialmente en tiempo de crecidas cuando entran a las conducciones grandes cantidades de sedimentos. Durante las crecientes, la cantidad de sólidos en los ríos de montaña puede llegar a ser del 4% al 6% en volumen del caudal, y del 0.2% al 1,0% en los ríos de llanura.¹¹⁷”

El propósito del desarenador es el de eliminar partículas de material sólido suspendidas en el agua. Para que estas se decanten se debe disminuir la velocidad de entrada mediante la variación de la pendiente anterior del canal. La velocidad de la corriente en el desarenador no debe ser superior a 0.5 m/s, dado que en velocidades superiores las partículas no se decantan.

Según Dubual las velocidades límites por debajo de las cuales el agua cesa de arrastrar diversos materiales son:

Arcilla	0.081 m/s
Arena fina	0.16 m/s
Arena gruesa	0.216 m/s

¹¹⁷ Idem p. 93

Esta es la velocidad de sedimentación con la que caen las partículas al fondo del tanque, por influencia de la fuerza de gravedad. Según Arkhangalski, las velocidades de sedimentación para diferentes diámetros de partículas son las siguientes:

D (mm)	Vs (m/s)
0.05	0.178
0.10	0.692
0.15	1.560
0.20	2.160
0.25	2.700
0.30	3.240
0.35	3.78
0.40	4.32
0.54	4.86
0.50	5.40
0.55	5.94
0.60	6.48
0.70	7.32
0.80	8.07
1.00	9.44
2.00	15.39
3.00	19.25
5.00	24.90

Tabla 11. Velocidades de sedimentación.

Para pequeñas centrales hidroeléctricas el diámetro máximo de partículas admitido es de:

0.2-0.5 mm	$h < 10m$	Baja caída
0.1-0.2 mm	$h < 100m$	Caída media
0.01-0.05mm	$h \geq 100m$	Caída alta

“Es fundamental asegurar una distribución uniforme de las velocidades en las distintas secciones transversales del desarenador, como también la reducción de la velocidad longitudinal, del valor que tienen las compuertas de admisión al valor de conducción normal dentro de la cámara de sedimentación¹¹⁸”

¹¹⁸ Idem p. 94

Esto se logra con una transición de entrada que une el canal de conducción con el desarenador. Por esto la transición debe tener un ángulo de divergencia suave, no mayor a 12°30'. La longitud de la transición se puede hallar por la siguiente expresión.

$$l = \frac{B - B^1}{2 \tan \alpha} \leq \frac{1}{3}$$

Ecuación 52. Longitud de transición.

Donde :

L: Longitud de la transición (m)

B: Ancho del desarenador (m)

B¹: Ancho del canal (m)

α: Angulo de divergencia (menor a 30°)

5.4.1 Tipos de desarenadores. Los desarenadores se clasifican por la forma de eliminar los sedimentos:

- Desarenadores de lavado intermitente
- Desarenadores de lavado continuo

5.4.1.1 Desarenadores de lavado intermitente. “Este tipo de desarenador se caracteriza porque periódicamente se hace el retiro de sedimentos mediante el lavado, aunque esta operación se procura realizar en el menor tiempo posible para evitar las interrupciones en el servicio de suministro de energía; éste esta determinado, evidentemente, por la cantidad de sedimentos que trae el agua.¹¹⁹”

Este tipo de desarenador tiene los siguientes componentes:

- Compuertas de admisión. Una de ellas se localiza entre la entrada del desarenador y el canal de conducción; y la otra en el canal de evacuación de sedimentos o aguas de lavado.
- Una transición que se localiza a la entrada del desarenador, la cual garantiza una velocidad uniforme y una eficiente sedimentación. Cuando el desarenador no tiene vertedero para enviar el agua limpia

¹¹⁹ Idem p. 94

al tanque de carga, entonces se dispone de otra transición, que une al desarenador con un canal que lo comunica con el tanque de carga.

En la cámara de sedimentación, las partículas se sedimentan debido a la disminución de la velocidad y al aumento de la sección.

“Para desalojar los materiales depositados en el fondo hacia la compuerta de lavado generalmente se le da un gradiente elevado del 2 al 6%. Un estudio de la cantidad y tamaño de los sedimentos que trae el agua asegura una adecuada capacidad del desarenador para no ser lavado frecuentemente.¹²⁰”
La compuerta de lavado es la que controla el desalojo del material sólido depositado en el fondo. Su lavado se facilita con la pendiente hacia la compuerta, ayudada con el bajo nivel de agua que queda una vez evacuado el volumen principal del tanque.

5.4.1.1.1 Desarenador de cámara doble. Por lo general cuando el caudal pasa de 10 m³/s, se recomienda dividir el desarenador en dos o más cámaras de igual sección.

“Cuando se tienen dos cámaras, cada una de ellas se calcula para la mitad del caudal y solamente durante el lavado una de ellas trabaja con el caudal total. En este tipo de desarenadores, cada cámara tiene su compuerta de admisión y de lavado independientes.¹²¹”

5.4.1.2 Desarenadores de lavado continuo. “En ellos el material depositado se elimina en forma continua; para ello se requiere que el caudal disponible sea mayor que el de diseño.¹²²”

Este desarenador se divide en dos cámaras, una superior y una inferior las cuales están separadas por una reja de barrotes.

La cámara inferior está situada junto al fondo y contiene los sedimentos mas pesados, y se encausa a una galería longitudinal de pequeña sección. La

¹²⁰ Idem p. 95

¹²¹ Idem p. 97

¹²² Idem p. 98

cámara superior que se encuentra encima de la otra tiene una sección grande en la cual se produce la sedimentación.

El agua situada en la galería sale con velocidades relativamente altas, arrastrando consigo los sedimentos. Las arenas que se depositan en la cámara superior son arrastradas a la inferior a través de los espacios estrechos entre barrotes por el agua que pasa de una cámara a la otra.

5.4.2 Dimensionamiento. Los desarenadores se diseñan para un diámetro determinado de partículas, es decir, que partículas con un diámetro superior al escogido deben decantarse.

Para el dimensionamiento del desarenador se siguen los siguientes pasos:

- Selección del diámetro de la partícula en función de la caída de la planta.
- Determinación de la velocidad horizontal V_d
- Determinación de la velocidad de sedimentación V_s
- Determinación del empuje ascensional W

$$W=0.152V_s$$

Ecuación 53. Empuje escensional.

- Hallar la longitud del desarenador L

$$L = \frac{V_d h}{V_s W}$$

Ecuación 54. Longitud de desarenador.

- Se asume profundidad del desarenador h
- Se determinan los tiempos de decantación y sedimentación de la partícula y se observa con que se cumpla $t_d > t_s$

$$t_d = \frac{l}{V_d}$$

Ecuación 55. Tiempo de decantación.

Donde:

V_d : Velocidad horizontal

L: longitud efectiva del vertedero

$$t_s = \frac{h}{V_s}$$

Ecuación 56. Tiempo de sedimentación.

V_s : Velocidad efectiva del desarenador

- Si no cumple se varía la profundidad del desarenador.
- Se determina el ancho del desarenador B
- Se determina la longitud de la transición y se fija que cumpla con la siguiente expresión:

$$l \leq 1/3$$

Ecuación 57. Longitud de transición.

Si no cumple se varía la profundidad.

- Se dimensiona el vertedero si lo tiene.

5.5 TANQUE DE PRESIÓN

“Es una estructura, una cámara que interliga un sistema de baja presión como la conducción con uno de alta presión.¹²³”

La cámara de carga cumple las siguientes funciones:

- Crear un volumen de agua de reserva que permite satisfacer las necesidades de las turbinas durante los aumentos bruscos de la demanda.

¹²³ Idem p. 99

- Impide la entrada a la tubería de presión de elementos sólidos de arrastre y flotantes.
- Produce la sedimentación de los materiales sólidos en suspensión en el canal y permite su eliminación.
- Desaloja el exceso de agua en las horas en las que el caudal de agua consumido por las turbinas es inferior al caudal de diseño.
- Mantiene sobre la tubería una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire.

“La cámara de carga dispone de un reservorio con capacidad suficiente para garantizar la partida o parada brusca de las turbinas; está conectada al canal por medio de una transición y del cual el agua pasa a la tubería de presión a través de una rejilla, que evita la entrada de elementos sólidos flotantes.¹²⁴”

Entre la rejilla y la tubería se instala una compuerta de cierre de paso del agua. Entre la compuerta y la rejilla se dejan unas ranuras en las paredes para la instalación de compuertas de apoyos para el caso de reparaciones, como elemento de seguridad.

Los excesos de agua en la cámara se vierten a través de un aliviadero ubicado en una de las paredes; éste está acompañado de una compuerta de fondo que permite su vaciado y el lavado de sedimentos. El aliviadero y la compuerta se conectan a un canal común que lleva el agua al río donde es mínima la erosión.

Su diseño debe considerar dos condiciones críticas de operación:

- Garantizar que no entre aire en la tubería de presión.
- En parada brusca garantizar la estabilidad funcional de la cámara de carga y del canal de la conducción.

¹²⁴ Idem p. 100

Para atender la primera condición es indispensable que el volumen de agua útil almacenado en la cámara de carga sea compatible con la variación del caudal entre cero y su valor máximo.

La segunda condición debe ser atendida con el dimensionamiento de un vertedero lateral con un canal abductor próximo a la cámara.

5.5.1 Dimensionamiento. El dimensionamiento hidráulico intenta maximizarlo observando las siguientes consideraciones generales:

- Fluido exento de material en suspensión
- Tiempos nulos para aceleración
- Canal y cámara de fondo plano, siendo ésta de sección transversal rectangular.
- Nivel de agua de referencia horizontal coincidente con el nivel de cresta del vertedero lateral localizado en el canal de conducción junto a la cámara de carga.

Existe una tabla de Tsuguo Nozaki para hallar las dimensiones del tanque de presión. Esta es la tabla 4 del anexo A y la figura del anexo E, cuyos parámetros son los siguientes:

H_0 : Tirante de agua a la entrada de la cámara de carga

H_1 : Tirante de agua al final de la cámara de carga

H_2 : Altura del muro a la entrada del canal de aliviadero

H_3, H_4 : Profundidad del canal del aliviadero

H_5 : Altura del muro de entrada de la tubería de presión

M : Tirante de agua de entrada de la tubería de presión

J : Longitud del aliviadero

F : Borde Libre

L : Proyección horizontal de la longitud de la rejilla

V : Ancho de la pasarela de maniobra de la rejilla

t_1 : Espesor del muro

D_p : Diámetro del tubo de presión

r_1, r_2 : Radio del tubo de presión

B_0 : Ancho de la cámara de carga

B_1 : Ancho de la rejilla

B_2 : Ancho del final de la rejilla

B_3 : Ancho del canal del aliviadero

N : Ancho de la pasarela de maniobra de la compuerta
D_a: Diámetro de la tubería del aliviadero
U : Espesor de las paredes del marco de la compuerta
l₀: Longitud del muro de la cámara de carga
l₁: Longitud de la cámara de carga de la parte de entrada de la tubería de presión.
l₂: longitud de la transición del ancho de la cámara de carga
l₃: Longitud de entrada del canal del aliviadero
l₄: Ancho del canal del aliviadero incluyendo el espesor del muro
K₁, K₂: Dimensiones de la compuerta del canal de aliviadero
K₃: Compuerta de entrada de la cámara de carga.

5.6 TUBERÍA DE PRESIÓN

Son tuberías que transportan el agua bajo presión hasta la turbina.

“Debido a que el costo de esta tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la pequeña central, es prioritario, que su diseño sea óptimo para reducir tanto inversión final como costos.”¹²⁵

Para que los costos de mantenimiento sean bajos se deben colocar soportes y anclajes de la tubería, con buenos cimientos y en pendientes estables.

Cuando se hace la proyección de costos de la tubería se pueden subvalorar los costos de operaciones secundarias como pintura y uniones. Los costos dependen en gran medida de la escogencia del material para la tubería.

5.6.1 Selección de la tubería de presión.

1. Considerar las diferentes clases de material para uniones
2. Comparar costos de mantenimiento
3. Tomar diámetros de tubería y espesores de pared disponibles
4. Calcular la pérdida de altura por fricción del 4-10% para determinados materiales y diámetros. Tabular resultados

¹²⁵ Idem p. 105

5. Calcular la posible sobrepresión ocasionada por el golpe de ariete en caso de cierre brusco del paso de agua, y sumarla con la presión estática.
6. Calcular espesores de pared adecuados para determinados tamaños de tubería. Tabular.
7. Diseñar soportes, anclajes y uniones.
8. Preparar tabla de opciones calculando el costos de cada una de las opciones y ver su disponibilidad en el mercado
9. Seleccionar diámetro en función del menor costo y menores pérdidas de energía.

5.6.2 Materiales. Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son:

5.6.2.1 Acero comercial. “Ha sido uno de los materiales más utilizados en tuberías de presión. Pueden ser fabricadas con maquinaria común en la mayor parte de los talleres de regular tamaño que trabajen el acero. Tiene diámetros y espesores variados. Tienen un factor de pérdida por fricción regular y si están protegidas por una capa de pintura u otro material que los proteja, pueden llegar a durar hasta 20 años. Son resistentes a los impactos. Se unen mediante bridas, soldadura o juntas mecánicas. Cuando estas tuberías son enterradas, corren el riesgo de corroerse.¹²⁶”

5.6.2.2 Policloruro de vinilo (PVC). También es muy utilizada en las pequeñas centrales hidráulicas. Es económica, se fabrican en diámetros que van hasta 400 mm, y resisten presiones elevadas (100 a 150 m). Es liviana y fácil de transportar e instalar. Tiene factor de pérdida bajo y es resistente a la corrosión.

Puede ser dañada por golpes o impactos de rocas porque es relativamente frágil, especialmente a bajas temperaturas. Una desventaja es que puede perder resistencia debido a los rayos ultravioletas que llegan a ella. Por esta razón debe estar protegida de la luz solar directa. Estas tuberías usan uniones tipo espiga y campana, las cuales se unen con pegamento o con un anillo flexible de sellado.

¹²⁶ Idem p. 106

5.6.2.3 Hierro dúctil centrifugado. Este hierro reemplaza en gran medida las antiguas tuberías de hierro fundido. En ocasiones están revestidas con concreto en su interior, para protegerlas de la erosión y de una baja pérdida por fricción. Es un material difícil de instalar debido a su peso elevado, e implica mayores costos. Por lo general son unidas mecánicamente, con espiga campana y un sello flexible, o bien pueden ser embridadas.

5.6.2.4 Asbesto-cemento. Están hechas de cemento reforzado con fibras de asbesto. Son frágiles y adecuadas para trabajar a una presión moderada. Son mas pesadas que las de PVC y tiene una apreciable pérdida por fricción. Se requiere de ropa de protección apropiada y máscaras para el momento de cortarla, por desprender un polvo nocivo para la salud.

5.6.2.5 Resina de poliéster con fibra de vidrio reforzado. La fibra de vidrio va insertada en forma de espiral a lo largo de la tubería de resina. Poseen bajo coeficiente de fricción, son frágiles y se deben instalar con bastante cuidado. Pueden ser utilizadas con presiones elevadas siempre y cuando estas estén bajo tierra. Se unen con una espiga campana y sello flexible.

5.6.2.6 Polietileno de alta densidad. Son una buena alternativa frente a las de PVC. Son de fácil instalación y útiles en pequeños sistemas. Tienen un coeficiente de pérdidas de fricción bajo, son resistentes a la corrosión y no se deterioran con la luz solar. Con frecuencia son unidas calentando los extremos y fusionándolos a presión utilizando un equipo especial, que es una desventaja.

5.6.3 Tipos de uniones. Las tuberías por lo general, vienen en longitudes estándar y deben ser unidas entre sí. Los tipos de uniones de tuberías pueden clasificarse en cuatro categorías:

5.6.3.1 Uniones con bridas. Cuando se fabrica la tubería, individualmente se colocan bridas en sus extremos, las cuales durante la instalación son empernadas unas a otras. Se debe colocar un empaque de caucho entra cada par de bridas. Estas uniones por lo general se utilizan en tuberías de acero, y ocasionalmente en hierro dúctil.

5.6.3.2 Espiga y Campana. Estas son uniones preparadas en fábrica, de manera que el diámetro interno de una tubería es igual al diámetro interno de la siguiente. El extremo de cada tubería puede ser empatado con la campana de otra. Se debe sellar cada sección de tubería empleando un buen sello de caucho o un pegamento especial.

Hay que tomar algunas precauciones cuando se realiza este tipo de unión:

- El sello debe estar limpio al momento de la unión.
- Evitar unir con lluvia
- Utilizar un lubricante especial. No aceite a base de grasa. Si no lo hay se puede utilizar jabón.
- Para tuberías de gran diámetro se requiere un templador tipo “ratchet”
- Antes del acoplamiento final, verificar la alineación de la unión.
- Los gases del pegamento disolvente son altamente tóxicos.

5.6.3.3 Uniones mecánicas. Son costosas y poco usadas. Su principal función es unir tuberías de diferentes materiales, o cuando se necesita una ligera deflexión en la tubería que no necesita de un codo. Algunos tipos de unión mecánica no pueden tolerar fuerzas en la dirección de la tubería y tienen que ser fijados con bloques de anclaje.

5.6.3.4 Uniones soldadas. Se emplean en tuberías de acero y en técnicas especiales con polietileno. Es relativamente barato, pero requiere personal especializado. Es imprescindible contar con una persona capacitada para realizar la soldadura para asegurar una buena unión. Con este tipo de uniones se pueden hacer pequeñas desalineaciones.

“Los dos extremos de la tubería que serán unidos son fijados en una plantilla especial, colocando luego moldes calientes en ambos extremos. La temperatura del molde y el tiempo en que se aplica son decisivos para lograr una buena unión. Cuando el material del extremo está casi líquido, se juntan

son fuerza los dos extremos para que se fusionen. Este proceso se llama soldadura por fusión.¹²⁷

5.6.3.5 Juntas de expansión. En las tuberías de presión de acero tiene que haber juntas de expansión. Generalmente existe una debajo de la cámara de carga o del anclaje superior.

La dilatación de la tubería debe ser calculada como sigue:

$$E=q*\Delta T*L$$

Ecuación 58. Dilatación de tubería.

Donde:

E: Dilatación en metros

q: Coeficiente de dilatación del acero tomado como $1.5*10^{-5}$ m/m°C

ΔT : Cambio de temperatura experimentada por la tubería (°C)

L: Longitud de la tubería en m.

5.6.4 Diámetro de la tubería. “El diámetro de la tubería de presión se determina con base en la sección óptima entre el mínimo de pérdidas y el mínimo de costos de la tubería. Las pérdidas en la tubería se reducen con el aumento del diámetro, pero este aumento incrementa el costo de la tubería; por esto el diámetro debe armonizar con el índice de perdidas de energía y el costo de amortización de la tubería. Para esto se debe hallar el valor de las pérdida de energía por fricción en un año y el valor anual por amortización y mantenimiento de la tubería.¹²⁸”

Para determinar el valor del diámetro de una forma más sencilla se puede utilizar la siguiente expresión.

$$D = 1.13 \sqrt{\frac{Q}{V}}$$

Ecuación 59. Diámetro de la tubería

¹²⁷ Idem p. 109

¹²⁸ Idem p. 110

Q: Caudal (m³/s)
V: Velocidad (m/s)

5.6.5 Espesor de la tubería. “El espesor de la tubería se determina con base en el golpe de ariete, y se corrobora su elección comprobando si su tensión máxima permisible es mayor que las tensiones ejercidas sobre él.¹²⁹” El espesor lo podemos calcular con la siguiente expresión:

$$e = \frac{(H + h_s)D}{2\delta t K_f} + e_s$$

Ecuación 60. Espesor de tubería.

Donde:

H: Caída neta (m)

h_s: Sobrepresión ejercida por el golpe de ariete (m columna de agua)

δt: Tensión de transición (kgf/cm²)

K_f: Eficiencia máxima (0.8-1.0)

e_s: Espesor adicional (3 mm)

La tensión que actúa sobre la tubería es la sumatoria de la tensión tangencial ejercida por el golpe de ariete, la tensión longitudinal debida a la variación de la temperatura, la tensión longitudinal debida al peso propio de la tubería y al peso del agua, y la tensión debida a la inclinación.

5.6.6 Apoyos y anclajes. Las tuberías que se encuentran a ciclo abierto requieren de estructuras de concreto para sostenerse y apoyarse según la pendiente del terreno. El perfil de la tubería y el trazado, permiten determinar la ubicación de apoyos y estructuras que la sostienen y permiten el desplazamiento longitudinal por variación de la temperatura. La ubicación de los anclajes está determinada por las variaciones del terreno, y éstos están sometidos a esfuerzos por las cargas transmitidas por la tubería. El número de apoyos es un criterio técnico-económico determinado por el espesor del

¹²⁹ Idem p. 116

material de la tubería. El número de anclajes lo determinan las variaciones de la pendiente.¹³⁰”

Los *Bloques de apoyo* se utilizan para soportar adecuadamente la tubería de presión. Estos deben ser dimensionados de tal forma que sean de bajo costo y de fácil construcción.

5.6.7 Golpe de ariete. Son ondas que se originan en el instante en que se cierra la directriz de la turbina. El agua que circula se detiene y la energía cinética que trae se convierte en presión. Como resultado del aumento de presión, el líquido se comprime y las paredes del tubo se expanden, lo que permite que entre al tramo una cantidad de agua adicional antes de que se detengan. Luego sucede lo mismo en el tramo situado inmediatamente más arriba, y el aumento de presión se prolonga hasta el reservorio en donde el proceso se detiene. Al no haber movimiento de agua, ésta empieza ahora a dilatarse y la tubería a contraerse. Este proceso es inverso que el anterior y comienza en el reservorio y termina en la válvula. De esto resulta una reducción en la presión que es teóricamente igual al aumento en la presión que tuvo antes pero de signo contrario.

5.6.8 Chimenea de equilibrio. “Las variaciones en la demanda de energía eléctrica en una pequeña central hidroeléctrica obliga a una reducción en el caudal que pasa por la turbina.¹³¹”

La regulación del caudal para reducir o aumentar la potencia genera ondas de oscilación en la tubería de presión que son amortiguadas en la chimenea de equilibrio, como también los efectos que produce el golpe de ariete.

La condición más general para determinar la instalación de la chimenea de equilibrio, es que si el tiempo de cierre de la directriz es menor de 3 segundos se requiere chimenea de equilibrio.

Otra forma de evitar la instalación de chimeneas de equilibrio es colocar válvulas de alivio próximas a la turbina o difusores como en el caso de la turbina Pelton.

¹³⁰ Idem p. 118

¹³¹ Idem p. 126

5.7 CASA DE MÁQUINAS

Es la estructura que aloja todo el equipo electromecánico, en los que se transforma la energía cinética del agua en energía mecánica y posteriormente en eléctrica. Una normalización del diseño de la casa de máquinas se puede obtener en función de la posición del eje del grupo turbina generador. Este puede ser horizontal o vertical. En proyectos para pequeñas centrales hidroeléctricas, el grupo de eje horizontal ofrece más facilidades para su montaje y mantenimiento, por tal motivo es el más usado. La transformación de la energía cinética en mecánica, y de mecánica en eléctrica requiere como mínimo dentro de la casa de máquinas de los siguientes equipos:

- Empalme entre la tubería de presión y la entrada a la válvula: Esta reducción empalma la tubería de presión con las dimensiones de la válvula.
- Válvula: Es un elemento que está ubicado entre la tubería de presión y la turbina, permite el paso o el cierre total del flujo del caudal.
- Turbina: Permite la transformación de la energía cinética en mecánica. Dispone de un regulador de velocidad que permite ajustar el caudal a la demanda de energía eléctrica.
- Generador: Permite la transformación de energía mecánica en energía eléctrica.
- Voltaje de inercia: Se encarga de compensar el momento de inercia del grupo turbina-generador.
- Subestación: Debido a que se suelen encontrar recursos hidroenergéticos retirados del centro de consumo, se requiere la transmisión de energía desde la PCH, instalando una subestación.
- Puente grúa: Es un elemento conveniente para facilitar la reparación y el montaje de la turbina.
- Canal de salida de las aguas turbinadas: El agua procedente de la turbina sale al río por medio de un tubo difusor; también lo puede hacer a través de una galería que se une con una canal.

5.7.1 Ubicación. La ubicación de la casa de máquinas se decide teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Debe colocarse cercana al afluente.
- Tener en cuenta que en el canal de desagüe no se acumulen sedimentos que disminuyan la sección.
- Zonas con terrenos estables, y fuera del alcance de riadas.
- Un lugar con buena cimentación
- Prever una posible ampliación
- Facilidad de acceso
- Facilidad de adquirir terrenos.
- Un factor principal en la ubicación de la casa de máquinas es que la disposición de los equipos armonice con el panorama exterior.

5.8 VÁLVULAS.

Las válvulas antes de la turbina se utilizan para el cierre del caudal a través de la turbina y para operaciones de reparación. Existen varias clases de válvulas; a continuación mencionaremos tres de ellas:

5.8.1 Válvula mariposa. Básicamente es una extensión de la tubería dentro de la cual se coloca un disco en forma de lente montado en el eje central. Para operar este tipo de válvula se requiere poca fuerza, ya que la corriente en cada mitad del disco está prácticamente balanceada. Es importante que sea cerrada lentamente, para no originar un golpe de ariete en la tubería.

5.8.2 Válvula de compuerta. Está compuesta por un disco metálico que sube y baja a voluntad y que está ubicado en el cuerpo de la válvula. Para altas presiones el operar las válvulas de gran diámetro requiere de una fuerza importante. Por esto cuando se coloca una válvula grande, en la parte inferior de la tubería se coloca también una pequeña válvula de by-pass para conectar el lado de alta presión con el de baja presión.

5.8.3 Válvula esférica. “La válvula esférica es prácticamente la continuación de la tubería de presión está compuesta por una esfera hueca por donde fluye el caudal. Se caracteriza por tener bajas pérdidas y un cierre hermético que evita la cavitación.¹³²”

5.9 TURBINAS.

Uno de los elementos principales que conforman una pequeña central hidroeléctrica, del cual depende en su mayor parte el rendimiento y el buen servicio del proyecto es la turbina.

Las turbinas son los mecanismos encargados de transmitir toda la energía mecánica del agua a los generadores para ser transformada en energía eléctrica. La elección de este equipo está determinada por la caída, el caudal y el esquema a elegir para la central; si ésta es de pie de presa, mixta y por derivación bien en canal o en galería.

En términos generales las turbinas comprenden unos elementos fijos y de regulación que dirigen el agua hacia una rueda móvil, cuya potencia mecánica se transmite a un eje motor, en el generador el cual transforma la energía.

Las turbinas de impulsión radial y parcial Pelton, Francis, Kaplan u Ossberger, utilizadas actualmente, han sido técnicamente estudiadas desde hace mucho tiempo, y se caracterizan por aprovechar tanto la energía potencial como la energía cinética.

La turbina Pelton se utiliza preferentemente con grandes alturas de embalse y pequeños caudales de paso. Las turbinas Francis tienen un campo de aplicación amplio en caudales de paso medio, mientras que en caudales de paso de tamaño similar pero con menores alturas de caída se utilizan las turbinas Kaplan. Para pequeñas potencias y disponibilidades de agua sujetas a grandes fluctuaciones las turbinas de impulsión radial y parcial son más adecuadas. La eficiencia y los costos de las turbinas convencionales han alcanzado ya su límite. No puede decirse lo mismo del desarrollo de turbinas

¹³² Idem p. 139

para el aprovechamiento de pequeños saltos de agua. Nuevos materiales minimizan las necesidades de agua y cemento, reduciendo los costos y acortando los tiempos de construcción.

Podrían generarse mediante pequeñas centrales hidroeléctricas con una producción de 100 a 1000 KW cada una. La inversión necesaria para proveer este tipo de electricidad es alta, aproximadamente US\$1500 por kW a instalar.

Otra posibilidad interesante es la utilización de generadores asíncronos (motores convencionales operados como generadores) para complementar las pequeñas centrales hidroeléctricas cuando aumenta la demanda. Estos grupos requieren menores costos iniciales, y presentan ventajas técnicas de operación.

En las pequeñas centrales hidroeléctricas de las zonas bajas es posible utilizar turbinas Kaplan o Michel-Banki de rodete largo para producir de 100 a 2 000 KW.

Otras posibilidades hidroenergéticas incluyen las ruedas hidráulicas que cuando no se dispone de energía eléctrica, pueden fácil y convenientemente generar energía mecánica para ciertas industrias como molinos de granos, carpinterías y trapiches.

Los arietes hidráulicos, que aprovechan la energía cinética del agua para elevar pequeñas cantidades de agua, mediante válvulas de presión regulable, pueden proporcionar agua para uso doméstico y para fines agrícolas en zonas ligeramente más elevadas que los cursos de agua adyacentes.

Los sistemas hidroeléctricos relativamente pequeños pueden abastecer de energía a pequeños poblados. La fuente de agua puede ser un arroyo, un canal u otra forma de corriente que pueda suministrar la cantidad y la presión de agua necesarias, a través de la tubería de alimentación, para establecer la operación del sistema hidroeléctrico.

5.9.1 Características generales de las turbinas

5.9.1.1 Turbina Pelton:

- Es una turbina de acción, de flujo tangencial, formada por una o más toberas y un rodete provisto de un determinado número de cucharas.
- El rango de aplicación de las turbinas Pelton está delimitado a velocidades específicas bajas. Cabe decir que aprovecha grandes saltos y caudales reducidos, pudiéndose obtener eficiencias del orden del 85%
- Para su fabricación requiere de una planta industrial que cuente con: fundición, equipos de soldadura y corte, máquinas herramientas básicas como torno, cepillos y taladro. Generalmente se fabrica el rodete y las toberas por fundición.

5.9.1.2 Turbina Michell-Banki.

- Es una turbina de acción de flujo transversal, entrada radial y admisión parcial, formada por una inyector y un rodete provisto de un número determinado de álabes curvos.
- El rango de aplicación está entre las Pelton de doble tobera y la turbina Francis rápida trabajando principalmente con saltos y caudales medianos, pudiendo obtener eficiencias del orden del 80% y generando potencias hasta de 1000 kW.
- Posee una geometría que facilita su fabricación y que la caracteriza como la turbina de más bajo costo.
- Para su fabricación se requiere de una planta industrial que cuente con equipo de soldadura y corte y maquinas herramientas básicas como torno, cepillo y taladro,. Se puede fabricar a base de planchas soldadas.

5.9.1.3 Turbina Francis.

- Su aplicación está delimitada a velocidades específicas medias, operando al igual que la turbina Michell Banki, con saltos y caudales medianos. Su eficiencia esta comprendida entra 83% y 90%.

- Para su fabricación se requiere de una planta industrial que cuente con fundición, equipos de soldadura, corte y máquinas herramientas.

5.9.1.4 Turbina Axial

- Es una turbina de reacción de flujo axial estando su sistema de regulación de velocidad incorporado en el rodete en el caso de la variante denominada Kaplan.
- Su rango de aplicación está delimitado a velocidades específicas bastante altas. Operando con saltos muy pequeños y grandes caudales. Puede alcanzar hasta el 90% de eficiencia.
- Para su fabricación se requiere de una planta industrial que cuente con fundición, equipos de soldadura, corte y máquina herramienta.

5.9.1.5 Otras turbinas

Turgo:

- Equivalente a Pelton de varios inyectores
- Fuerte empuje axial

Tubular:

- Apta para pequeñas cargas
- Alta velocidad de empalamiento

Bulbo:

- Apta para pequeñas cargas
- Alta velocidad de empalamiento

Straflow:

- Muy compacta
- Apta para pequeñas cargas
- Alta velocidad de empalamiento
- No se fabrica para potencias pequeñas.

5.10 GENERADORES

El alternador o generador es una máquina rotativa que recibe energía mecánica de la turbina y la transforma en eléctrica. Este equipo se caracteriza porque está formado por un estator fijo y un rotor conectado al eje de la turbina.

5.10.1 Características generales

5.10.1.1 Alternadores. Son generadores síncronos diseñados con regulador de tensión y refuerzos en las bobinas para que estén en capacidad de soportar velocidades de embalamiento de la turbina.

- Por razones económicas, en pequeñas centrales hidroeléctricas se recomienda la utilización de alternadores de dos o cuatro polos.

- Para su fabricación se requiere una planta industrial electromecánica que cuente con equipos para embobinar soldadura y corte y máquinas herramientas universales.

5.10.1.2 Generadores de inducción

- Son motores de inducción que operan como generadores en forma autónoma o en paralelo con un alternador.
- Para su fabricación sólo se requiere una adaptación de motores eléctricos existentes, que la puede hacer el mismo fabricante.

6. ESTUDIOS AMBIENTALES

La realización de un proyecto de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica, genera un impacto sobre el medio ambiente aledaño. El estudio del impacto generado es un factor muy importante para determinar la viabilidad del proyecto. El eje principal de este estudio es la sociedad y el individuo frente a este proyecto, pero es indispensable evaluar también desde este punto de vista el proyecto en general. Para los estudios ambientales se deben tener en cuenta las condiciones topográficas, hidrológicas, geológicas y ambientales de la cuenca; las obras civiles y sus sistemas constructivos y técnicos; así como los factores culturales y socioeconómicos que este proyecto afectará.

El decreto número 1180 de 2003, por el cual se reglamenta el título VIII de la ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales, estipula que para la realización de este tipo de proyectos se debe expedir una licencia ambiental, para la cual es necesario elaborar un diagnóstico ambiental de alternativas, conforme lo requiera o no cada proyecto específico, y un estudio de impacto ambiental, en todos los casos, para ser evaluados y aprobados. Para definir la autoridad competente para la expedición de la licencia se debe acudir al ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que determinara dicha autoridad de acuerdo a la zona que se vea afectada por el proyecto. Esta autoridad hará además un seguimiento para verificar el cumplimiento de lo establecido en dichos estudios.

6.1. DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS

El primer estudio ambiental que se desarrolla en el proyecto es el diagnóstico ambiental de alternativas. Este se realiza para el estudio y evaluación de las posibles alternativas para el desarrollo del proyecto, por parte de la autoridad competente; para optimizar y racionalizar el uso de los recursos naturales.

Según el decreto 1180 de 2003 este estudio debe contar con la descripción general del proyecto; la descripción general de las alternativas de localización del proyecto caracterizando ambientalmente el área de interés e identificando las áreas de manejo especial, así como las características del entorno social y económico para cada alternativa presentada; la información sobre la localización del proyecto y su compatibilidad con los usos del suelo

establecidos en el plan, esquema o plan básico de ordenamiento territorial, y la identificación y análisis comparativo de los potenciales riesgos y efectos sobre el medio ambiente, las comunidades y los recursos naturales renovables.

Para la adecuada realización del estudio se deben pedir a la autoridad competente los términos de referencia, que determinan las características particulares de cada diagnóstico en cada proyecto específico.

6.2. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Para poder evaluar cualitativa y cuantitativamente los impactos sobre el medio ambiente se hace un estudio de impacto ambiental, que tiene diferentes características en cada etapa del proyecto, pero que cuenta con un orden secuencial de acuerdo al avance del mismo.

La autoridad competente expedirá unos términos de referencia para cada proyecto en particular, que determinarán características particulares al estudio.

Conforme al artículo 1180 de 2003 el estudio de impacto ambiental debe contener:

“1. Un resumen ejecutivo de su contenido.

2. La delimitación del área de influencia directa e indirecta del proyecto, obra o actividad.

3. La descripción del proyecto, obra o actividad, la cual incluirá: localización, etapas, dimensiones, costos estimados, cronograma de ejecución, procesos, identificación y estimación básica de los insumos, productos, residuos,

emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología a utilizar, sus fuentes y sistemas de control.

4. La determinación de los recursos naturales renovables que se pretenden usar, aprovechar o afectar para el desarrollo del proyecto, obra o actividad.

5. La descripción, caracterización y análisis del medio biótico, abiótico, socioeconómico y cultural, en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.

6. La identificación y evaluación de los impactos ambientales que puedan ocasionar el proyecto, obra o actividad, indicando cuáles pueden prevenirse, mitigarse, corregirse o compensarse.

7. La propuesta de plan de manejo ambiental del proyecto, obra o actividad que deberá contener lo siguiente:

a) Las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales negativos que pueda ocasionar el proyecto, obra o actividad en el medio ambiente o a las comunidades durante las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto, obra o actividad;

b) El programa de monitoreo del proyecto, obra o actividad con el fin de verificar el cumplimiento de los compromisos y obligaciones ambientales durante la implementación del plan de manejo ambiental, y verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes. Así mismo, evaluar mediante indicadores el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad, la eficiencia y eficacia de

las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de las medidas correctivas necesarias y aplicables a cada caso en particular;

c) El plan de contingencia, el cual contendrá las medidas de prevención y atención de las emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto, obra o actividad.

d) Los costos proyectados del plan de manejo en relación con el costo total del proyecto, obra o actividad y cronograma de ejecución del plan de manejo.¹³³

Para la adecuada comprensión de las exigencias de este estudio, se debe tener claridad sobre los términos usados por el artículo 1180 de 2003, para que haya unanimidad en su interpretación:

“Evaluación de riesgo: Es el resultado de la comparación y el análisis de las amenazas de un proyecto y la vulnerabilidad del medio ambiente, con el fin de determinar las posibles consecuencias sociales, económicas y ambientales que éste puede producir.

Impacto ambiental: Cualquier alteración en el sistema ambiental físico, químico, biológico, cultural y socioeconómico que pueda ser atribuido a actividades humanas relacionadas con las necesidades de un proyecto.

Medidas de compensación: Son las obras o actividades dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, localidades y entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos mitigados o sustituidos.

¹³³ Artículo 1180 de 2003, de la República de Colombia.

Medidas de corrección: Son acciones dirigidas a recuperar, restaurar o reparar las condiciones del medio ambiente afectado por el proyecto, obra o actividad.

Medidas de mitigación: Son acciones dirigidas a minimizar los impactos y efectos negativos de un proyecto, obra o actividad sobre el medio ambiente.

Medidas de prevención: Son acciones encaminadas a evitar los impactos y efectos negativos que pueda generar un proyecto, obra o actividad sobre el medio ambiente.

Plan de Manejo Ambiental: Es el documento que producto de una evaluación ambiental establece, de manera detallada, las acciones que se implementarán para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia y abandono, según la naturaleza del proyecto, obra o actividad.

Alcance de los proyectos, obras o actividades: Un proyecto, obra o actividad incluye la planeación, ejecución, emplazamiento, instalación, construcción, montaje, ensamble, mantenimiento, operación, funcionamiento, modificación, y desmantelamiento, abandono, terminación, del conjunto de todas las acciones, usos del espacio, actividades e infraestructura relacionadas y asociadas con su desarrollo.

Términos de referencia: Son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales.¹³⁴

¹³⁴ Artículo 1180 de 2003, de la República de Colombia

Al elaborar el estudio, se debe buscar que el desarrollo del proyecto conduzca a un desarrollo sostenible y equitativo de la región afectada, adoptando soluciones adecuadas a los impactos sobre el medio ambiente, que compensen los daños inevitables, y que mejoren las condiciones socioeconómicas y ambientales. Para alcanzar este fin, es importante tener en cuenta que el uso de los recursos naturales no debe producir mayores pérdidas de bienestar que ganancias logradas.

Los principales objetivos de este estudio son la cuantificación de los recursos y valores ambientales afectados en su estado inicial; la identificación y descripción de los impactos ambientales, clasificándolos de acuerdo sean positivos o negativos, directa o indirectamente afectados por el proyecto, a corto o largo plazo, acumulativos e irreversibles; establecer las medidas que se tomarán para minimizar y compensar estos impactos, así como las posibles alternativas de elaboración del proyecto con sus diferentes impactos.

6.2.1. Fases del estudio. La elaboración de este estudio cuenta con las siguientes fases:

6.2.1.1. Identificación. En esta fase se identifican los impactos ambientales determinando las causas de estos, así:

- La clasificación de los impactos.
- La recopilación en una lista de los impactos claves, de acuerdo al área que afectan.
- La identificación de las fuentes de impacto, así como de los posibles receptores del impacto.
- La utilización de listas, matrices o redes para la organización de los impactos, en las que claramente se establezcan el área afectada, la actividad, los aspectos, el efecto y los impactos; y evaluarlos de acuerdo su intensidad, ya sea fuerte, mediana o insignificante; así se determinará la relevancia del impacto.

6.2.1.2. Predicción. Es una evaluación científica de los efectos y consecuencias del impacto sobre el medio ambiente. De acuerdo al impacto y su relevancia, y de acuerdo con la magnitud del proyecto, se realizan

estudios específicos como modelos matemáticos, físicos, experimentales, opiniones de expertos, y demás, acorde con el impacto que se está evaluando. Es muy importante establecer el grado de incertidumbre de estos estudios. Los resultados se presentan con un paralelo de las condiciones, con y sin el proyecto, para determinar la magnitud del impacto.

6.2.1.3. Evaluación de los impactos. En esta etapa se evalúan los impactos adversos para establecer si deben ser atenuados o no. Esto se logra comparando las leyes que contempla la comisión de regulación de energía y gas CREG, y que rigen estos aspectos; consultas con las autoridades respectivas, criterios prefijados como especies en peligro, etc.; revisando los objetivos políticos del gobierno y consultando la comunidad y la opinión pública.

6.2.1.4. Atenuación. Esta etapa consiste en prevenir, compensar, reducir o remediar los impactos que deben ser atenuados. Se deben evaluar los costos de atenuación de los impactos y sus diferentes alternativas, identificando sus diferencias. Deben ser incluidas prácticas operativas, programación de proyectos, medidas de control técnico, planes de contingencia o administración conjunta con grupos afectados.

Con el fin de seleccionar adecuadamente las mejores alternativas se debe contar para cada caso con:

- Un análisis costo/beneficio.
- La explicación del curso de acción a seguir, definiendo la importancia de los factores que se ven afectados.
- La elaboración de una matriz de parámetros ambientales contra medidas de atenuación, haciendo énfasis en las consecuencias de cada medida.
- Comparaciones por pares de las posibles acciones a tomar.

Esta parte del estudio puede hacer inviable el proyecto de acuerdo a los costos de las medidas atenuatorias que se deban tomar; en este caso la autoridad competente debe evaluar la importancia del proyecto de acuerdo a las políticas del país, para establecer si es factible hacer una reevaluación de acuerdo a los beneficios que éste aporte a dichas políticas.

6.2.2. Prefactibilidad. En la prefactibilidad el estudio consiste en realizar un análisis preliminar de la viabilidad técnica, ambiental y económica del proyecto, usando los datos del inventario y tomando datos extras que sean necesarios, solamente los esenciales. Se deben analizar las diferentes alternativas para el proyecto, haciendo para cada uno, un estudio preliminar de los impactos ambientales potenciales. Para esta etapa del proyecto el análisis más relevante es el impacto socioeconómico y cultural. También debe establecerse la zona total de influencia del proyecto, para establecer si en ésta hay zonas protegidas, y determinar con qué comunidades se debe interactuar.

El decreto 1180 de 2003 exige que antes de dar inicio al proyecto se debe hacer una consulta previa a la comunidad afectada, con el fin de explicar el proyecto, discutir como será afectada la comunidad, positiva y negativamente, plantear la importancia del proyecto, y llegar a acuerdos respecto a todo lo relacionado con el mismo. Esta consulta es clave, pues la comunidad va a participar activamente del proyecto, y debe haber claridad en la razón del mismo, para que se pueda realizar de la manera más efectiva. Para comunidades minoritarias, como comunidades negras o indígenas, hay una reglamentación específica para estas consultas, consignada en el artículo 76 de la ley 99 de 1993, y en el decreto 1320 de 1998.

6.2.3. Caudal ecológico. Un impacto de gran relevancia, y necesariamente presente en todos los proyectos hidroeléctricos, es la disminución del caudal de la fuente de agua a intervenir; por este motivo en todos los estudios de impacto ambiental de este tipo se debe calcular un caudal ecológico, que garantice que el medio ambiente natural y social será afectado en la menor medida. Para la obtención de este caudal hay dos métodos:

6.2.3.1. Método Montana. Para este método se usa el caudal medio anual, y en base a observaciones empíricas se determina el caudal ecológico con la ayuda de la tabla.

CLASIFICACIÓN CUALITATIVA	PORCENTAJE ASIGNADO
Caudal de inundación	>100%
Óptimo	60 – 100%
Sobresaliente	60%
Excelente	50%
Bueno	40%
Pobremente degradado	30%
Pobre	10%
Degradación severa	<10%

Tabla 12. Método Montana. MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. MEIACOL, Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, 1998, metodologías para la determinación del caudal ecológico en EIA, pg. 6.

Descripción de términos para la zona influenciada por la reducción de caudal.

- “Óptimo: Ecosistema natural, sin ningún indicio de alteración antrópica, privilegiado por su diversidad biológica.
- Sobresaliente: Ecosistema hemostático, no intervenido, diversidad biológica media.
- Excelente: Ecosistema natural, poco intervenido, degradación incipiente.
- Bueno: Las condiciones naturales prevalecen, son medibles y observables en toda su extensión.
- Pobremente degradado: Ecosistema natural con manifestaciones claras de intervención; aún conserva su riqueza nativa en gran proporción.
- Pobre: Gran parte de sus características naturales han desaparecido, pero presenta todavía reductos con flora y fauna originales y algunas especies amenazadas.
- Degradación severa: El bosque natural ha sido totalmente destruido, sólo se observan pastizales y cultivos, aguas contaminadas, fauna escasa y suelos erosionados.¹³⁵”

6.2.3.2. Método de caudales progresivos. Por medio de una simulación por computador denominada PHABSIM (Sistema de Simulación del Hábitat Físico), se hace una recolección de información hidráulica intensiva, y con base en los criterios de los hábitat piscícolas se introducen los datos para

¹³⁵ MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. MEIACOL, Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, 1998, metodologías para la determinación del caudal ecológico en EIA, pg. 6.

generar la simulación y establecer el caudal ecológico. El proceso adecuado es el siguiente:

- “Determinación de las características básicas del río (caudal, carga de sedimentos, calidad fisicoquímica, temperatura).
- División del río en sectores que posean las mismas características morfológicas y fisicoquímicas.
- Muestreo de los tramos representativos a través de intervalos con condiciones de caudal similares para establecer en cada uno de ellos las condiciones de velocidad, profundidad, substrato y cobertura.
- Realizar medidas representativas de las condiciones de hábitat de los puntos de muestreo, teniendo en cuenta la utilización de celdas entre secciones transversales adyacentes.
- Las medidas de calidad de hábitat de cada celda son luego comparadas con los requerimientos de la especie o especies estudiadas. Esta selección de especies generalmente se basa en su importancia económica o su sensibilidad a los cambios ambientales.
- De cada celda se obtiene un valor determinado que refleja su calidad.
- Del valor de Calidad multiplicado por el área de las celdas útiles resulta un área ponderada utilizable, para unas condiciones de caudal dadas.
- Los cálculos se realizan para una serie de caudales para producir una relación entre caudal y hábitat disponible de cada especie.^{136”}

6.2.4. Costos. Cada proyecto requiere de estudios particulares, ya sean de contaminación, biológicos, sociales, económicos, etc.; de acuerdo a sus condiciones y necesidades específicas, y deben realizarse multidisciplinariamente para establecer sus impactos en términos de costos, así como realizar un análisis de estos costos y su relevancia.

Los costos ambientales de un proyecto pueden ser directos o indirectos, y se determinan de acuerdo a la alternativa que se esté analizando, y conforme a

¹³⁶ MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. MEIACOL, Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, 1998, metodologías para la determinación del caudal ecológico en EIA, pgs. 7,8.

su clasificación dentro del estudio de impacto ambiental, teniendo en cuenta, además, su significación para las comunidades afectadas. Los costos de las diferentes alternativas de cada impacto, como los de las diferentes alternativas del proyecto, se analizan con la misma metodología planteada en el estudio socioeconómico, para optimizar el proyecto de acuerdo al factor medio ambiental; puede ser aceptable determinar la mejor alternativa en base solamente a un análisis costo/beneficio, de la misma forma como se aplica este método en el estudio socioeconómico.

Un factor positivo para los costos de este tipo de proyectos, es la posibilidad de vender bonos en el mercado internacional por el equivalente de las emisiones que se dejan de producir con este tipo de generación de energía, si ésta fuera producida con combustibles fósiles.

Estos costos ambientales, al igual que los costos técnicos y socioeconómicos se deben analizar conjuntamente, de la misma forma en que se realiza el análisis socioeconómico, haciendo un estudio total de costos para determinar la viabilidad del proyecto.

Los costos actuales de instalación y de generación de las diferentes alternativas de producción de energía eléctrica en promedio son:

Costos promedio	Costos de instalación (US\$/kW)	Costos de generación (US\$/kW-h)
Energía Eólica	1000	0.03
Dendroenergía	1550	0.05
Energía solar (fotovoltaico)	10000	0.03 – 0.01
Hidroenergía (P.D.)	10000 - 20000	0.07

Tabla 13. Costos de sistemas híbridos.

Tomando en cuenta ésto, al alternar estas formas de generación se puede lograr un ahorro en la instalación de hasta el 95%, y en la generación de hasta el 85.7%.

6.3. EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA

Debido al componente social de un proyecto de una PCH se realiza un estudio socioeconómico para analizar los componentes indirectos y de valorización social, de beneficios y costos, para la instalación y el manejo de la PCH. En la evaluación social se usan los precios sombra y no los precios del mercado, ya que los precios sombra representan la valorización social de un producto de acuerdo con el bienestar social que genera, reflejado en la mano de obra y las divisas. Los precios sombra no están influenciados por las externalidades y objetivos económicos del mercado. En la evaluación financiera se analizan los precios del mercado basándose en las utilidades netas, provenientes de la relación entre ingresos y egresos. Generalmente estos proyectos no generan un atractivo económico, por lo que deben ser financiados con ayuda del estado para hacerlos viables.

6.3.1. Análisis de beneficios. La construcción de una PCH se realiza para instalar un nuevo servicio o para remplazar una planta existente, por lo general de Diesel. El beneficio económico, si se está instalando un nuevo servicio, se cuantifica de acuerdo al consumo residencial, comercial, industrial y de servicios públicos estimado, siendo éste un beneficio directo. El uso de energía en la comunidad genera beneficios económicos indirectos: mejoramiento de la calidad de vida por una oferta mas amplia de energía, mejoramiento de la estructura económica local, reducción de la contaminación ambiental, efectos de generación de empleos, alivio de la balanza de bienes y servicios por sustitución de recursos energéticos importados, efectos sobre el nivel de captación, reducción del éxodo rural, disminución de la tala de bosques, e incremento de la seguridad del abastecimiento.

6.3.2. Análisis de ingresos y egresos. Se debe evaluar el flujo de ingresos y costos de instalación, evaluando las utilidades del proyecto.

6.3.2.1. Ingresos del proyecto. Con respecto a la producción de energía se obtienen ingresos:

- Procedentes del suministro de energía.

- Comercialización o uso propio de la energía para incrementar las actividades económicas de la región, tales como la pesca, actividades agropecuarias, recreación, minería, entre otras.
- Subvenciones, facilidades otorgadas por el estado a las inversiones de suministro de energía en regiones no interconectadas, diferenciando éstos de los ingresos por producción de energía.
- Ingresos por las condiciones específicas de tecnología usada, los cuales no se derivan directamente de la producción de energía.

6.3.2.2. Egresos del proyecto. Estos egresos pueden generarse directa o indirectamente dentro del proyecto:

Costos directos:

- Construcción de obras civiles.
- Costos de mano de obra en la construcción de las obras civiles.
- Materiales de construcción de obras civiles.
- Adquisición de equipo electromecánico y su montaje.
- Costos de mantenimiento y operación del proyecto.
- Materiales para mantenimiento y operación.
- Materiales auxiliares de funcionamiento.

Costos indirectos: Estos no son asociados con el proyecto en sí, pero se generan en la realización del mismo.

- Costos del personal administrativo, en micro centrales hidroeléctricas estos costos comúnmente se reducen, ya que muchas funciones administrativas las cumplen los usuarios.
- Impuestos y contribuciones.

Utilidades: Estas se calculan con el fin de determinar la ventaja de un proyecto de inversión en relación al capital total comprometido, teniendo en cuenta:

Retorno bruto: Es la diferencia aritmética de los ingresos y los egresos totales anuales.

Depreciación: Son las devaluaciones periódicas de los activos fijos de un proyecto, e influyen en las utilidades, cuantificándose como el saldo entre retornos y depreciación.

6.3.3. Métodos para el cálculo de la rentabilidad. Se deben establecer los siguientes aspectos financieros relacionados con un proyecto:

Tasa de descuento: Se puede usar para estimar la rentabilidad de las inversiones como tasa de interés para actualizar los flujos 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. Para el financiamiento externo de los gastos de inversión se aplica como tasa de descuento las tasas de interés bancario, que se cobra al usuario en función del plazo del préstamo. Para financiamiento con fondos propios, se aplica como tasa de descuento la tasa de interés que obtenga el inversionista, como en operaciones comerciales por colocaciones de capital de monto, plazo y riesgo equivalentes.

Tasa general de inflación y tasa de interés real: Si la tasa inflación supera el 30% la estabilidad monetaria no es muy confiable, por lo que la tasa de interés real del mercado se fija para que comprenda una retribución por el capital prestado y una compensación por la pérdida de poder adquisitivo producido en el periodo considerado por causa de la inflación. Con este fin es una buena opción:

- “Usar como tasa de descuento (i), la tasa de interés real (i^*), o sea, la tasa de interés del mercado, una vez deducida la tasa de inflación, suponiendo precios constantes para ingresos y egresos.
- Usar como tasa de descuento (i), la tasa de interés del mercado (p), aumentando, sin embargo, los ingresos y egresos anuales según la tasa de inflación esperada¹³⁷”.

¹³⁷ ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 36.

Es más sencilla de aplicar la primera opción, y ambas llevan al mismo resultado. Si se supone que las partidas de ingresos y egresos crecen al mismo ritmo, su cálculo es:

$$q = r/e$$

Ecuación 61. Factor de descuento.

donde

q es el factor de descuento

r es el factor de interés a la tasa de mercado

e es el factor de inflación

siendo:

$$r = 1 + p/100$$

Ecuación 62. Factor de interés a la tasa de mercado.

donde p es la tasa de interés del mercado

$$e = 1 + a/100$$

Ecuación 63. Factor de inflación.

donde a es la tasa de inflación

resultando:

$$q = 1 + i^*/100$$

Ecuación 64. Factor de descuento.

donde i^* es la tasa de inflación real.

Tasa de inflación en el sector de energía: “Es válido, en particular para el sector energía, un ritmo especial de la tasa general de inflación, necesario para determinar las partidas de ingresos y egresos de especial importancia, y tomarla en cuenta para el cálculo¹³⁸”.

¹³⁸ ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 37.

Vida útil de la planta: Es un parámetro muy importante para el análisis de rentabilidad de un proyecto de inversión, mas no constituye una base absoluta para el calculo, por lo que debe analizarse la sensibilidad del proyecto, considerando la rentabilidad de este en función de diferentes alternativas de vida útil.

Gastos de inversión: Representan el volumen de inversiones necesarias para realizar el proyecto, ubicados en un cronograma de actividades, correspondiendo éstas al total de las actividades programadas para el desarrollo del proyecto.

Valor residual de la planta o valor de liquidación: Este es el valor residual de la planta después de un tiempo establecido de vida útil, el cual se calcula suponiéndose una depreciación lineal:

$$\text{Valor residual} = (\text{Gastos de inversión} / \text{Vida técnica total}) \times \text{Vida útil residual}$$

Los gastos se expresan en unidades monetarias y la vida útil en años.

Si la vida útil técnica y la vida útil son iguales, o si la venta posterior de la planta es improbable, el valor residual es cero, y se supone que los gastos de desmontaje los cubre la chatarra. En caso de que la vida útil económica sea menor que la vida útil técnica en su totalidad, o en componentes de la planta, el valor residual es el valor esperado de liquidación por la venta de la planta en una fecha específica. Cuando la planta cuenta con obras civiles, que generalmente superan la vida útil de los equipos, se puede obtener un valor residual del terreno, especialmente si es usado para urbanización o readecuación.

6.3.3.1. Métodos estáticos para el cálculo de la rentabilidad. Los métodos estáticos no consideran cambios en el valor según la fecha, pero dan resultados aproximados aceptables de forma sencilla.

6.3.3.1.1. Cálculo comparativo de costos. Se usa para elegir entre varias alternativas de generación de energía, por medio de la comparación de

costos, la más favorable. Se usa como selección previa, ya que no realiza una comparación entre ingresos y egresos del proyecto.

Si el valor de liquidación es cero, se usa la siguiente fórmula para determinar los costos totales promedio por periodo:

$$C_p = CC + (I_o/T) + (I_o/2) \times i$$

Ecuación 65. Costos totales promedio por periodos.

C_p son los costos totales promedio por periodos

CC son los costos corrientes por periodo

T es la vida total del proyecto en t periodos

I_o son los gastos de inversión

i es la tasa de descuento

I_o/T es el monto de depreciación lineal o amortización del capital fijo por periodo

$(I_o/T) \times i$ representa los intereses de cuenta por periodo sobre el capital inmovilizado en promedio y con amortización continua durante la vida útil total del proyecto

Los costos corrientes por periodo se determinan haciendo un promedio de egresos corrientes totales durante la vida útil de la planta, o asumiendo los costos para el primer año de operación como los costos anuales promedio de la planta.

Si una de las plantas no se deprecia totalmente, se usa un valor de liquidación promedio para calcular los costos totales por periodo:

$$C = CC + (I_o - L)/T + ((I_o - L)/2 + L) \times i$$

Ecuación 66. Costos totales por periodo.

L valor de liquidación promedio

$(I_o - L)/T$ representa el monto de depreciación lineal por periodo de la planta

$((I_o - L)/2 + L) \times i$ son los intereses devengados sobre el capital inmovilizado

En este caso se toma en cuenta que el monto del capital invertido que supera el valor de liquidación se amortiza de forma continua, o sea que cada año solo se inmoviliza la mitad del mismo, recargándose según la tasa de descuento. El valor de liquidación, en cambio, se inmoviliza durante toda la vida útil de la planta, por lo que se debe recargar en su totalidad cada año con la tasa de descuento correspondiente.

Finalmente, se hace una comparación entre las diferentes alternativas para determinar cual es más favorable en relación al costo por unidad del producto.

6.3.3.1.2. Método de comparación de anualidades de gastos. Éste método transforma los gastos de inversión durante la vida útil del proyecto en pagos anuales de magnitud constante por medio de un factor de recuperación (*FR*), que esta en función de la tasa de descuento y de la cantidad de años de explotación.

$$FR(i, T) = q^t \times (q - 1) / (q^t - 1)$$

Ecuación 67. Factor de recuperación.

$$q = 1 + i/100$$

Eucacion 68. Factor de descuento.

$$ANC = CC + (I_0 - L) \times FR(i, T) + L \times I$$

Ecuación 69. Costo anual de la planta.

ANC es el costo anual de la planta
FR es un factor de recuperación
CC son los costos corrientes por periodo
L es el valor de liquidación promedio
*I*₀ son los gastos de inversión
q es el factor de descuento
I es la tasa de descuento
T es la vida total del proyecto en t periodos
i es la tasa de descuento conocida

Se determinan los gastos totales anuales previstos para una inversión, dividiendo los costos por el número de kWh. generados. Este método es más exacto que el método de cálculo comparativo de costos porque considera el interés compuesto, pero en este método tampoco se comparan los ingresos y egresos del proyecto.

6.3.3.1.3. Cálculo de la rentabilidad. Se relaciona la utilidad promedio obtenida por periodo de un proyecto de inversión con el capital inmovilizado promedio.

$$R_E = (U/KD) \times 100\% \text{ por periodo}$$

Ecuación 70. Índice de rentabilidad.

R_E es el índice de rentabilidad

U es la utilidad promedio por periodo

KD es el capital inmovilizado promedio por periodo

$$KD = \frac{1}{2} \times (I_o - L) + L$$

Ecuación 71. Capital movilizado promedio por periodo.

I_o son los gastos de inversión

L es el valor de liquidación al final de la vida útil

Esto quiere decir que durante la vida útil de la planta, el capital que se deprecia con amortización continua queda inmovilizado en cada periodo, en promedio, a razón de la mitad de su importe, mientras el valor de liquidación esperado se inmoviliza en su mitad total en cada periodo.

En este método hay una ventaja absoluta cuando el índice de rentabilidad obtenido es mayor o igual a la rentabilidad mínima exigida, y una ventaja relativa sobre otros proyectos cuando el índice de rentabilidad de la inversión diferencial (R_{ID}) es mayor que la rentabilidad mínima exigida.

$$R_{ID} = \frac{U^I - U^{II}}{K_D^I - K_D^{II}} \times 100$$

Ecuación 72. Índice de rentabilidad de la inversión diferencial.

R_{ID} es el índice de rentabilidad de la inversión diferencial

U es la utilidad promedio por periodo

K_D es el capital inmovilizado promedio

6.3.3.1.4. Cálculo del periodo estático de amortización. Por medio de este método se determina cuando se recupera el capital invertido por medio de retornos anuales; este punto de amortización se alcanza cuando la diferencia entre ingresos y egresos es cero. La amortización se determina por medio del método acumulativo o el método promedio.

6.3.3.1.5. Método acumulativo. En este método se suman de forma acumulativa los gastos de capital y los retornos brutos anuales hasta alcanzar un valor positivo o cero, tomando como periodo de amortización el número de años que se consideran en la suma.

6.3.3.1.6. Método de promedios. El periodo de amortización (n) se encuentra mediante la relación del capital invertido y los retornos brutos anuales:

$$n = \text{Capital invertido} / \text{Promedio de los retornos brutos anuales}$$

Ecuación 73. Periodo de amortización.

El proyecto es ventajoso cuando el periodo de amortización es menor que la vida útil del proyecto o que el periodo máximo de amortización exigido, y entre menor sea el periodo de amortización, más ventajoso aun será el proyecto. Se debe tener en cuenta que a menor periodo de amortización mayor es el riesgo de inversión, por lo que este método debe estar soportado por otros métodos.

6.3.3.2. Métodos dinámicos para el cálculo de la rentabilidad. Los métodos dinámicos ofrecen resultados mas precisos que los estáticos, ya que estos consideran el factor del tiempo en la evaluación de los pagos de la inversión; considerando diferencias del valor del pago según la fecha de vencimiento, actualizándolos en el tiempo, recargándolos cuando vencen antes de tiempo y disminuyendo su valor si su fecha de vencimiento es posterior.

6.3.3.2.1. Método del valor actual de capital. Es el valor asignado en el presente a un pago futuro, antes del inicio del proyecto, determinándose en función de la acumulación o descuento de intereses, en base a un factor que depende de la tasa de descuento estimada y el lapso de tiempo entre el momento de pago y el inicio del proyecto.

El valor presente neto actual (V_0) de una inversión en $t = 0$ es la suma de las entradas y las salidas de la inversiones.

Para simplificar el cálculo se toman los egresos e ingresos corrientes como retornos anuales, obteniendo la suma de los retornos actuales, más el valor actual de liquidación, menos el valor actual de los gastos de inversión:

$$V_0 = (R_0 - I_0)xq^0 + \dots + (r_t - I_t)xq^{-t} + L_T xq^{-t}$$

Ecuación 74. Valor presente neto actual.

$$V_0 = \sum_{t=0}^T (Rt - It)xq^{-t} + L_T xq^{-t}$$

Ecuación 75. Valor presente neto actual.

$$V_0 = \sum_{t=0}^T Ntxq^{-t}$$

Ecuación 76. Valor presente neto actual.

V_0 es el valor actual de la inversión en el momento $t = 0$

R_0 es el retorno en el año de la puesta en marcha

I_0 son los gastos de inversión en el momento $t = 0$

R_t es el retorno en la fecha t

r_t es el retorno en la fecha t

I_t son los gastos de inversión en la fecha t

L_T es el valor de liquidación al final de la vida útil

q^{-t} es el factor de descuento ($q = 1 + i/100$), siendo i la tasa de descuento y t la fecha de pago

N_T es el pago neto en la fecha t

Si la totalidad de los gastos de inversión se pagan en $t = 0$ se obtiene la expresión:

$$V_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^T Rt \times q^{-t} + L_T \times q^{-T}$$

Ecuación 77. Valor presente neto actual.

T es el año para el periodo de retorno a calcular

Si el valor actual (V_0) es igual o superior a cero, el proyecto es absolutamente ventajoso. Entre varios proyectos, a medida que sea mayor la tasa de descuento el proyecto es más ventajoso.

Este método es exacto en caso de que el capital a invertir y la vida útil de los proyectos analizados sea la misma, mostrando las ventajas económicas de cada proyecto y la comparación sobre la base de la renta del capital esperado que sobrepasa el rédito mínimo exigido.

6.3.3.2.2. Método de la tasa interna, TIR. Para este método se establece una tasa de descuento que produce un valor actual de cero ($V_0 = 0$), o sea que muestra el interés obtenido por el capital que la inversión inmoviliza para otras inversiones.

$$V_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^T Rtx(1 + TIR)^{-t} + L_T x(1 + TIR)^{-T}$$

Ecuación 78. Valor presente neto actual.

$$V_0 = 0$$

Ecuación 79. Valor presente neto actual.

TIR es un valor porcentual

Al interpolar o extrapolar los valores V_{01} y V_{02} , escogidos al determinar la tasa de descuento en el método del valor actual de capital, se obtiene la tasa de retorno:

$$TIR = i_1 - V_0 \times (i_2 - i_1) / (V_{02} - V_{01})$$

Ecuación 80. Tasa interna de retorno.

i es la tasa interna de descuento

Un proyecto es absolutamente ventajoso si supera la tasa interna de descuento(i), o sea el interés mínimo exigido.

Este método no es útil para comparar las ventajas relativas de varios proyectos.

6.3.3.2.3. Método de las anualidades. En este método se transforman los pagos netos de un proyecto de inversión en una serie de pagos anuales de igual monto, así:

$$AN = V_0 \times FR(i, T)$$

Ecuación 81. Anualidad.

AN es la anualidad

V_0 es el valor actual
 FR es el factor de recuperación

$$FR(i, T) = q^t \times (q - 1) / (q^t - 1)$$

Ecuación 82. Factor de recuperación.

$$q = 1 + i/100$$

Ecuación 83. Factor de descuento.

T es el periodo de planificación en años
 i es la tasa de descuento conocida

La ventaja es absoluta en un proyecto cuando la anualidad obtenida no es negativa, y con respecto a otros proyectos es más ventajoso a medida que su anualidad sea mayor.

Es posible sacar conclusiones erróneas si los proyectos comparados tienen diferentes cantidades de inversión, por lo que debe analizarse que tanto influye la diferencia en cantidades.

6.3.3.2.4. Método de comparación de anualidades de gastos. En este método, a diferencia del método de las anualidades, no se incluyen los ingresos en el cálculo; y sirve para comparar la ventaja relativa de proyectos similares de inversión en base a los costos por año o unidad de trabajo.

La anualidad dinámica de los gastos se calcula:

$$ANC = \left[\left(\sum CC \times q^{-t} \right) \times FR(i, T) \right] + (I - L) \times FR(i, T) + L \times i$$

Ecuación 84. Costo anual de la planta.

ANC es el costo anual de la planta
 FR es un factor de recuperación
 CC son los costos corrientes por periodo
 L es el valor de liquidación promedio
 I son los gastos de inversión
 q es el factor de descuento
 i es la tasa de descuento

T es la vida total del proyecto en t periodos
 i es la tasa de descuento conocida

Este método representa los costos anuales que resultan al considerarse los efectos de la aplicación de una tasa dada de descuento sobre los gastos corrientes, o los costos por unidad de trabajo cuando varían de un año a otro.

Un proyecto es más ventajoso que otro a medida que sus anualidades dinámicas son menores, pero al no comparar los ingresos y los egresos no presenta una ventaja absoluta. Es confiable para comparar dos proyectos idénticos o para sustitución de equipo.

6.3.3.2.5. Cálculo dinámico de amortización. En este método se incorpora el valor de los abonos y pagos diferidos en el tiempo, por medio de la actualización de los retornos anuales en función del año de puesta en marcha.

El periodo de amortización se calcula en forma acumulativa, empezando en el año del primer pago, y sumando los valores actuales de los pagos netos anuales hasta llegar a un valor igual a cero; este periodo se conoce como periodo dinámico de amortización.

“Un proyecto es absolutamente ventajoso cuando el periodo dinámico de amortización es menor a la vida útil técnica, y es ventajoso respecto a otros proyectos a medida que la amortización es menor.”¹³⁹

Es un método exacto desde el punto de vista de los riesgos, por lo tanto no puede ser el único método de escogencia de un proyecto ya que a menor periodo de amortización mayor riesgo.

6.3.4. La inflación y la influencia sobre la rentabilidad. La inflación no varía constantemente en el tiempo, por este motivo se deben tomar individualmente la tasa del incremento en los precios para cada factor productivo o el producto final.

¹³⁹ ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 45.

Con este fin se pueden usar los anteriores métodos, pero tomando en cuenta que se debe revalorizar cada uno de los ingresos y egresos anuales con factores que tomen en cuenta la respectiva inflación esperada.

6.3.5. Análisis de sensibilidad. La incertidumbre es un elemento presente en proyecciones hacia el futuro, lo que hace que los resultados obtenidos en los anteriores métodos sufran cambios. Por esto se debe analizar el grado de hipótesis admitidas respecto a la futura evolución de los parámetros más importantes, cuantificando las consecuencias económicas de una posible variación.

Esto se hace alterando en un porcentaje determinado los datos de entrada y comparándolos con los de salida; observando su comportamiento y qué tanto alteran los datos de salida.

En un proyecto de una PCH los parámetros más sensibles en su orden son:

- “Energía suministrada
- Precio de venta
- Tasa de descuento
- Gastos de inversión
- Vida útil
- Costos de mantenimiento y de reparación
- Costos de personal
- Costos de administración¹⁴⁰”

Para obtener un resultado absoluto de un proyecto de inversión se deben tener en cuenta en el análisis de sensibilidad los valores críticos, incorporando los valores mínimos y máximos exigidos, siendo prioritarios los datos de entrada más inciertos.

¹⁴⁰ ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 48
ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 37..

En la figura 14 se muestra un ejemplo del análisis de sensibilidad en el que se indica la forma de variar en porcentaje los parámetros de entrada, los de salida pueden variar significativamente.

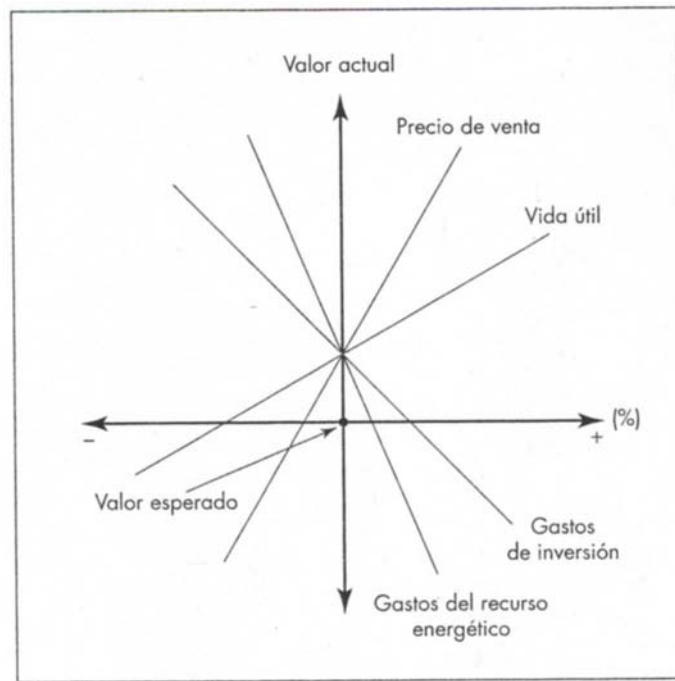


Figura 8. Análisis de la sensibilidad. ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001, pg. 49.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En la etapa de prefactibilidad se analiza la viabilidad del proyecto, así como las diferentes alternativas para su desarrollo. Por esto, los estudios y los análisis que se efectúan en esta etapa deben hacerse de manera adecuada, para que la alternativa escogida sea la mejor; y para que no se presenten problemas o incluso fallas, debido al desconocimiento de las condiciones reales del sitio de proyecto y sus características. Con la aplicación de esta guía se logra alcanzar este objetivo.
- Se comprobó que las fallas ocurridas en pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia, en su mayoría fueron generadas por falencias en los estudios de prefactibilidad. En algunos casos estas fallas se podrían haber evitado si se hubiera aplicado un sistema híbrido de generación de energía, como en el caso de López-Micay.
- La aplicación de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica permite mantener una eficiencia óptima de abastecimiento de la demanda, ya que al funcionar en una red interconectada se suple la generación en los momentos críticos que se presenten en alguno de los sistemas de generación.
- El hecho de que un sistema híbrido mantenga una eficiencia de distribución de energía óptima, al mismo tiempo que permite ahorros muy significativos en la instalación y generación de energía eléctrica, hace que la aplicación de estos proyectos en zonas alejadas y con pocos recursos sea mucho más viable. Ésto impulsa el bienestar social y el desarrollo de zonas marginadas.
- Colombia es un país rico en fuentes energéticas tanto renovables como no renovables. Las fuentes que presentan una buena viabilidad técnica y económica para generación de energía eléctrica son: hidroenergía, dendroenergía, energía solar y energía eólica.

- El objetivo de cualquier proyecto, o estudio del mismo, es el beneficio de la comunidad y de los individuos.
- La adecuada comunicación con la comunidad es esencial, ya que no solo va a ser la directamente afectada por el proyecto, sino que va a ser la que participará en mayor número durante su desarrollo.
- La utilización de fuentes renovables de energía, en reemplazo de otras no renovables, tiene beneficios económicos, proporcionando una mayor eficiencia, con un considerable potencial disponible, así como con una disminución en los impactos ambientales negativos.
- Los avances tecnológicos y la disminución en las reservas de las fuentes energéticas no renovables, impulsa la explotación de las fuentes renovables y su implementación, para que eventualmente reemplacen a las fuentes energéticas convencionales no renovables.
- La planta diesel utilizada clásicamente para cubrir la demanda en las épocas de sequía, será reemplazada por una fuente renovable, salvo en los casos en que no se disponga de ninguna de ellas en el área del proyecto.
- La legislación internacional está impulsando la aplicación de sistemas limpios de producción de energía, al poner en el mercado internacional bonos por el valor de las emisiones que se producirían en caso de que la cantidad de energía generada fuera producida con combustibles fósiles. Ésto trae grandes beneficios para los costos del proyecto. Este tipo de incentivo tiene una tendencia creciente en el futuro.
- Debido al tamaño de las PCH que se implementan en este tipo de proyectos, la variación del caudal sobre la fuente no es muy grande. De igual manera la aplicación de sistemas renovables de generación afecta muy poco el entorno; ésto implica que los impactos sobre el medio ambiente van a ser muy pocos, y además poco relevantes, lo que reduce los costos de aplicación de medidas compensatorias y de seguimiento. Como el impacto generado sobre el medio ambiente es mínimo, se garantiza el estado de los recursos naturales en la región,

lo que disminuye los impactos negativos sobre la sociedad y su economía.

BIBLIOGRAFÍA

- **ORTIZ Flores, Ramiro. Pequeñas centrales hidroeléctricas, McGraw Hill, 2001.**
- **MONSALVE Sáenz, Germán. Editorial Escuela Colombiana de Ingeniería, 2000.**
- **UNIGARRO Ordóñez, Edgar. (Energías alternativas): solar – eólica – biomasa – corrientes de agua, memorias / Curso de Energías Alternativas, editor Edgar Unigarro Ordóñez, Universidad de Nariño, 1996.**
- **RODRÍGUEZ D., Julio Mario. Energías alternativas, SENA, 1991.**
- **Artículo 1180 de 2003, Republica de Colombia.**
- **MINISTERIO DE AMBIENTE VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. MEIACOL, Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial, 1998.**
- **PINILLA S., Álvaro. Manual de aplicación de la energía eólica, INEA, 1997.**
- **SANCLEMENTE, Carlos. Principios de planeamiento de centrales hidroeléctricas. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana, 1.985.**
- **PEÑA Vega Susana, CORRALES García Miguel. Guía de reconocimiento y prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 1998**
- **GIRALDO Vásquez Hugo, SANDOVAL Zúñiga Harold Andrés. Guía de estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas entre 1000 y 10000 kW. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 1999.**
- **NOVILLO Marcelo, KROCHIN Sviatoslav. Guía de diseño de obras civiles de pequeñas centrales hidroeléctricas. Editorial OLADE, p. 20-21. Quito Ecuador. 1986.**

- **PEREZ Gaibor Elizabeth, CARRILLO Gallerdo Wilson.** Experiencia en el diseño y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Ministerio de Energía y Minas. INECEL. Quito Ecuador. 1992.
- **OPAZO Mario.** Energías Alternativas. Revista Javeriana. Vol. 140 No. 702 Bogotá Marzo de 2004, p. 62-71.
- **COVIELLO Manlio.** Entorno internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe. Serie: Recursos naturales e infraestructura. Naciones Unidas CEPAL. Santiago de Chile, 2003. p. 7-12.
- **ARENAS Arenas Alejandro Jose, TRILLOS Orduz Daniel Alberto.** Guía actualizada para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Tesis de Grado. Director German Rojas Orozco. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 1999.
- **VALENCIA Delgado Juan Guillermo.** Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia. Tesis de Grado. Director Luis Eduardo Machado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, 2001.
- **DEFFIS Caso Armando.** Energía. Fuentes primarias utilización ecológica. México D.F. Arbol editorial. 1999.
- **KONRAD Adenauer Stiftung- Política Energética.** Alemania 1982. Martín Czakainski (Ed). p. 284
- **NOZAKI Tsuguo.** Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural del Perú. JICA. Perú 1985.
- **Cátedra de conversión de energía.** Universidad del Valle. Noviembre 5 al 8 de 1997

- **ICEL, Plan de Microcentrales, López-Pto.Sergio, Volumen II Informe principal, Ingeniería e Hidrosistemas Ltda., Ingenieros Consultores, febrero de 1.981**
- **Memorando Técnico López-Puerto Sergio, Plan de Microcentrales, Ingeniería e Hidrosistemas Ltda., Mayo de 1.980**
- **Central Hidroeléctrica de López-Puerto Sergio (Cauca) Informe de Proyecto CESEN de Italia**
- **Diagnóstico y soluciones a los Problemas del Proyecto PCH López de Micay, ICEL, Octubre de 1.999.**