



01178

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

**"ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN DE HIDROELECTRICIDAD.
IMPACTOS. FORMAS DE MITIGACIÓN Y COSTOS"**

TESIS :

**PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERÍA
(ENERGÍA, ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE)**

**PRESENTA
RAÚL AMILCAR SANTOS MAGAÑA**

**DIRIGIDA POR :
DR. FABIO MANZINI POLI**

FEBRERO 2005

m.341026



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Raúl Amílcar Santos
Magaña

FECHA: 11 - FEBRERO - 2005

FIRMA: Raúl

A mi familia.

La vida constantemente nos pone pruebas y retos que hasta hoy hemos sabido superar y lo hemos hecho porque a pesar de todo siempre hemos estado juntos. Pienso que no habrá nada en este mundo que haga que esto cambie, siempre compartiremos esos momentos de pena, tristeza, dolor, alegría y logros porque nos amamos.

Mamá eres la persona que más admiro en este mundo, has sabido superar todas las adversidades que a lo largo de tu camino se te han presentado, has tenido muchos sin sabores pero has luchado y salido adelante, has entregado tu vida entera a nosotros, tu familia, y te hemos sido muy ingratos, no hemos sabido valorarte, no nos permitimos conocer la maravillosa persona que eres. Eres muy fuerte, tienes un gran carácter, no te desanimas la vida te tiene preparado muchas sorpresas que tienes que vivir. Gracias por ser mi madre, el mejor regalo que Dios me pudo dar. Te amo.

Papá en los últimos años has abierto tu corazón y nos has permitido conocer al hombre que hay de tras del padre, un hombre con aciertos y con errores pero siempre dispuesto a corregirlos, me has enseñado que a pesar de todo la familia es lo más importante que tenemos y como tal debemos apoyarnos. No se si seas el mejor padre que existe, eres mi padre, el que Dios me regalo y al que amo, gracias por permitirme ser yo, por respetar y apoyar mis decisiones.

Gabriela, Fabián y Raúl, la vida ha sido dura con ustedes, les ha tocado vivir momentos muy difíciles que han sabido superar, pero no todo ha sido malo si hacen un análisis de su vida se encontrarán que han tenido momentos muy gratos que compensan los momentos difíciles y hacen que la vida valga la pena, sigan luchando tienen mucho porque vivir, los amo.

Fabiancito, Estefanía y Ángel, Dios ha sido generoso conmigo al haberme permitido conocerlos y que sean parte de mi vida y espero saber compensarles por esa alegría que nos regalan, los amo.

Agradecimientos.

A Dios porque ha estado conmigo en todo momento, se que todas las pruebas que ha puesto en mi camino son para que nunca separe mis pies de la Tierra y para hacerme cada vez más humano.

Al Dr. Jorge Islas, al Dr. Antonio del Río, al Dr. Xianguie Li y al Ing. Pedro Rivera por todos sus conocimientos que me transmitieron y esas observaciones tal valiosas para mi, gracias por su tiempo.

Al grupo energía y ambiente del PUMA por permitirme pertenecer a su grupo, me fue de mucha utilidad cada una de las reuniones.

Al CONACyT y DGEP por el apoyo económico otorgado.

A mis padres por todo el apoyo que siempre me han dado, por todo su cariño y comprensión.

A mis hermanos, Gabriela, Fabián y Raúl por permitirme compartir con ustedes, a pesar de la distancia, esos momentos de dificultad y alegría que constituye su existir.

A esos seres maravillosos Fabián, Estefanía y Ángel, mis enanos por llenar nuestras vidas de gratos momentos.

A Doña Meche, por ser un ángel que se cruzó en mi camino en el momento adecuado, gracias por su cariño y cuidados.

A Ramón y Lupita por su cariño y apoyo, gracias por permitirme compartir momentos y hacerme sentir parte de su familia.

A mis amigos de toda la vida, Humberto, Thelma, Eugenia y Daniella por su apoyo y amistad incondicional.

A Pakko, por ser un gran amigo y confidente, por tolerar tantos ratos de necesidad y simpleza, por ser un gran apoyo en los momentos difíciles, gracias por ser el ángel que alegra mis días.

A María de Jesús por ser una gran amiga, por su confianza y por las palabras de aliento en los momentos difíciles, eres de las pocas personas que hicieron grata mi estancia en el CIE.

A los Doctores Manuel Martínez, Octavio Valladares, Ramón Tovar e Ignacio Torres por todos los conocimientos que me transmitieron.

A todas esas personas excepcionales, mis ángeles, que llegaron a mi vida en estos últimos años, en especial al Ale, Michelle, Marcos, Claudia Canales, Claudia Roldán, Sergio Cuevas, Laura Quiñones, José García, Servando, Javier, Julio, Luis, Alfonso Mejía, Sidartha y Mathew Thompson sin ustedes no se que hubiera sido de mi vida en Cuernavaca, gracias por su amistad es algo que llevare conmigo siempre en mis más gratos recuerdos.

Prólogo

La creciente demanda de electricidad, debido al aumento de la población y al aumento del consumo per cápita, principalmente, hace que un país se vea en la necesidad de producir la electricidad necesaria para satisfacer ese crecimiento y mantener su economía sana.

Hoy en día es necesario considerar varios aspectos antes de tomar la decisión de cual de las fuentes de generación se va a adoptar para la producción de electricidad. Una de las tendencias actuales es la de estudiar y utilizar las llamadas fuentes renovables, tales como la solar fotovoltaica, eólica, hidráulica, celdas de combustible entre otras. Esto debido a que las reservas de hidrocarburos cada vez son menores y las exigencias ambientales son mayores.

En lo particular me parece de gran interés todas las formas que existen para la producción de energía eléctrica y lo importante que es para un país contar con este energético. Sin embargo también me parece de gran importancia generar electricidad sin producir efectos negativos al ambiente, es por ello que nace en mi la inquietud de estudiar un postgrado en ésta área.

Una de las formas de producción de electricidad, que se ha utilizado por muchos años y que representa la segunda fuente de mayor importancia en México y el mundo, es la energía hidráulica [Programa sectorial de energía. 2001-2006]. La Hidroelectricidad, si bien es considerada como una forma limpia de generar electricidad, produce impactos sobre el entorno donde se desarrolla durante su etapa de construcción y operación, por ejemplo efectos negativos tales como pérdida directa de terreno y ecosistema, afectaciones de índole social y económica.

En el presente trabajo se planteó hacer un estudio de los principales impactos negativos que se producen, así como de las acciones necesarias para evitar, minimizar o compensar los impactos, y los costos que se derivan de implementar dichas acciones.

Índice

	Página
Prólogo.	i
Dedicatoria.	iii
Agradecimientos.	v
Índice	vii
Índice de Tablas	ix
Índice de Figuras	xi
Introducción.	1
Capítulo 1. Estudio de la generación de hidroelectricidad.	
1.1 Contexto energético de México.	6
1.2 La Hidroelectricidad en México.	10
1.3 Evaluación del potencial hidroeléctrico de México.	15
Capítulo 2. Definición del estado del desarrollo de las tecnologías hidroeléctricas actuales y de la obra civil.	
2.1 Introducción.	18
2.2 Evolución histórica de las presas	20
2.3 Evolución Histórica de las turbinas hidráulicas y su aprovechamiento para la generación de electricidad.	24
2.4 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas.	29
2.5 Presas.	33
2.5.1 Clasificación de la cortina.	34
2.6 Turbina Hidráulica.	37
2.6.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas.	37
2.7 Modificaciones por restricciones ambientales.	40
Capítulo 3 Impactos producidos por una central hidroeléctrica.	
3.1 Introducción.	43
3.2 Impactos ambientales y sociales registrados en centrales hidroeléctricas.	44
3.3 Principales acciones que se pueden tomar para prevenir o corregir impactos producidos por una central hidroeléctrica.	51
Capítulo 4 Evaluación económica de las opciones de mitigación: Sedimentación.	
4.1 Introducción.	67
4.2 Programas para el control de erosión y sus costos.	67
4.2.1 Cálculo de erosión potencial.	68
4.2.2 Técnicas para el control de erosión.	72
4.3 Análisis Costo-Beneficio de la implementación de programas para el	75

control de erosión en Centrales Hidroeléctricas.

Capítulo 5 Estudio de caso: Posible Hidroeléctrica en la Cuenca del Río Papagayo.

5.1	Estimación de la erosión y producción de sedimentos para la cuenca del Río Papagayo	80
5.2	Resultados y discusiones.	82
	Conclusiones.	95
	Bibliografía.	98

Índice Tablas

Tablas	Página
1.1 Capacidad instalada de generación por tipo de planta.	9
1.2 Generación bruta por tipo de planta.	9
1.3 Capacidad de generación efectiva por región.	9
1.4 Centrales Hidroeléctricas con capacidad mayor a los 30MW en 2000	10
1.5 Centrales Hidroeléctricas denominadas pequeñas centrales con capacidad entre 5 y 30 MW en 2000.	11
1.6 Centrales Hidroeléctricas denominadas mini (entre 1 y 5 MW) y micro centrales (menores a 1MW) en el año 2000.	12
1.7 Lista de turbinas hidráulicas independientes menores a 5MW	13
1.8 Centrales Mini hidráulicas fuera de servicio, CFE, 1995.	14
1.9 Proyectos hidroeléctricos con estudios de factibilidad terminados o en proceso.	16
1.10 Proyectos Mini-hidroeléctricos identificados sobre el río Matlacobatl.	17
1.11 Proyectos Mini-hidroeléctricos identificados sobre el río Los Pescados.	17
4.1 Ecuaciones que estiman R en función de la lluvia anual.	70
4.2 Valores del factor de erosionabilidad (K) en función de la unidad de suelo y su textura superficial.	71
5.1 Valores de R obtenidos para la cuenca del Río Papagayo.	83
5.2 Valores de K para la cuenca del Río Papagayo.	84
5.3 Valores de C para la cuenca del Río Papagayo.	85
5.4 Valores de LS para la cuenca del Río Papagayo.	86
5.5 Erosión anual estimada de la cuenca del Río Papagayo.	87
5.6 Tasa de entrega y producción de sedimentos en la cuenca del Río Papagayo.	88
5.7 Erosión anual estimada aplicando programas de control de erosión.	89
5.8 Tasa de entrega y producción de sedimentos aplicando un programa para el control de erosión.	90
5.9 Costo total de implementación de cultivos de cobertura.	91

Índice Figuras

Figuras	Página
2.1 Funcionamiento básico de una Central Hidroeléctrica	19
2.2 Presa de Paxtle, Santa Anna Telóxtoc, y restos de presa prehispánica.	23
2.3 Esquema de una central de agua Fluente	29
2.4 Centrales de agua embalsada. a) Casa de máquinas al pie de la presa. b) aprovechamiento por derivación de agua.	30
2.5 Central de alta presión.	31
2.6 Central de media presión.	31
2.7 Central de baja presión.	32
2.8 Zonas estructurales de una cortina.	33
2.9 Cortina de materiales sueltos.	24
2.10 Cortina de hormigón o concreto.	35
2.11 Cortinas de gravedad	36
2.12 Cortinas de contrafuertes.	36
2.13 Cortina de arco	37
2.14 Turbina Pelton.	38
2.15 Turbina Turgo.	38
2.16 Turbina Cross Flow.	38
2.17 Turbina Kaplan.	39
2.18 Turbina Francis.	39
2.19 Turbina Davis.	40
3.1 Lavado de sedimentos.	60
3.2 Dragado de sedimentos.	61
4.1 Catorce regiones en que está dividido el país según Cortes (1991)	69
5.1 Cuenca del Río Papagayo.	79
5.2 Mapa del factor R para la cuenca del Río Papagayo.	83
5.3 Mapa del factor K para la cuenca del Río Papagayo.	84
5.4 Mapa del factor C para la cuenca del Río Papagayo.	86
5.5 Mapa del factor LS para la cuenca del Río Papagayo.	87
5.6 Mapa de erosión de la cuenca del Río Papagayo.	88
5.7 Mapa de erosión con programa de control de erosión aplicado.	90

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, el hombre siempre ha necesitado energía para alimentarse, respirar, trabajar, etc. Las necesidades energéticas cada vez mayores han provocado el desarrollo de una industria energética que se ha basado por muchos años en combustibles fósiles, y actualmente en la diversificación mediante fuentes renovables para disminuir su impacto sobre el ambiente.

La energía renovable es aquella que posibilita una explotación ilimitada del recurso, en virtud de que su cantidad no se reduce a medida que ésta se aprovecha [Programa Sectorial de Energía, 2001-2006]. Hoy en día se busca impulsar y desarrollar tecnologías que aprovechen energías renovables, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible de un país.

Una de las Fuentes Renovables consideradas como maduras es la Hidroelectricidad. Ésta es una forma de energía mecánica que se obtiene de la caída del agua desde cierta altura a un nivel inferior lo que puede aprovecharse para mover turbinas y generar electricidad.

Desde hace mucho tiempo se han construido presas con el objeto de controlar inundaciones, aprovechar el agua como energía hidráulica o suministrar agua para usos domésticos, industriales y de riego. Por lo menos han sido construidas 45,000 presas en el mundo para satisfacer demandas de agua o energía. China, Estados Unidos, India, Japón y España conforman un grupo de países con el mayor número de presas en el mundo. Ellos suman más de las tres cuartas partes de todas las grandes presas del mundo [CMR, 2000].

A inicios de este nuevo siglo un tercio de los países del mundo depende en buena medida de la energía hidráulica para satisfacer más de la mitad su suministro eléctrico, y esto representa aproximadamente el 20% de la electricidad mundial total. En 24 países, como

Brasil y Noruega, más del 90% de la electricidad es obtenida por medio de la hidroelectricidad.

Las presas, uno de los principales componentes de una Central Hidroeléctrica, han sido promocionadas como un importante medio para satisfacer necesidades de agua y energía y también como inversiones estratégicas a largo plazo, capaces de producir múltiples beneficios adicionales. El desarrollo regional, la creación de empleo y la promoción de una base industrial con potencial exportador, son comúnmente mencionados como argumentos adicionales en pro de la construcción de grandes presas. [CNA, 1993]

En los últimos 50 años se han destacado, sin embargo, los problemas que presentan las grandes presas y sus impactos ambientales y sociales. Las grandes presas han fragmentado y transformado los ríos del mundo, y se estima que entre 40 y 80 millones de personas han sido desplazadas por su construcción. [CMR, 2000]

Las enormes inversiones y los impactos generalizados de las grandes presas han inflamado conflictos relacionados con la reubicación de poblaciones y con sus impactos ambientales convirtiéndolas hoy en día en uno de los asuntos más controvertidos en materia de desarrollo sostenible.

Ciertamente, en México, durante la construcción de presas se han cometido muchos errores que han afectado a algunos grupos socialmente vulnerables y que han impactado al ambiente. Sin embargo del otro lado de la balanza se encuentran los beneficios que el país en general ha recibido de este tipo de obras, que sin duda se han manifestado en su desarrollo económico y social del país.

Las centrales Hidroeléctricas presentan impactos negativos durante su construcción y operación. El principal impacto negativo que se origina por la construcción de una Central Hidroeléctrica es debido a la creación de su embalse. Pero este impacto no es el único al que se produce, la sedimentación del embalse es el principal problema en cuanto a la vida útil del embalse, disminuyendo la capacidad de almacenamiento. La potencia de la Central

y que además presenta consecuencias ambientales serias. Ejemplos de estos problemas ambientales que origina son: alteraciones a la calidad del agua, afecciones a los ecosistemas acuáticos tanto río arriba como río abajo, entre otras.

La mayoría de los impactos negativos que se originan por la construcción de una Central Hidroeléctrica pueden ser evitados o minimizados. Existen en la actualidad medidas que se aplican con el objeto de afectar lo menos posible a los ecosistemas que se encuentran en la zona en que se desarrollará un proyecto Hidroeléctrico.

En el presente trabajo, se estudiaron los principales impactos ambientales que se producen por la construcción de una central hidroeléctrica, así como las acciones que pueden ser las más adecuadas para prevenir o corregir los impactos negativos. Se estudió de manera particular el problema de la sedimentación en embalses y las medidas que se pueden adoptar para atacar este problema. Se decidió estudiar las posibles alternativas para disminuir la sedimentación, ya que se tiene la hipótesis que implementar acciones puede traer consigo beneficios tanto ambientales como energéticos.

En relación a este problema en este trabajo se propone una metodología para aumentar la vida útil de embalses pertenecientes a Centrales Hidroeléctricas basado en el manejo de cuencas, concretamente mediante técnicas para el control de erosión. El hecho de restaurar una cuenca mediante técnicas para el control de erosión presenta impactos positivos al ambiente ya que con ellas se puede aumentar la fertilidad de suelos, se disminuye el aporte de sedimentos al embalse y con ello se mejora su calidad del agua y se puede aumentar su vida útil, entre otros beneficios.

Esta metodología consiste básicamente en el cálculo de la erosión potencial de la cuenca considerando como herramientas el Sistema de Información Geográfico (SIG) y la Ecuación Universal de Pérdida de Suelo (USLE, por sus siglas en inglés), y con ello la determinación de la sedimentación que llega al embalse. La ecuación USLE es un modelo utilizado para predecir las pérdidas de suelo por erosión hídrica tomando en cuenta factores climáticos y de usos y tipos de suelo básicamente. La información obtenida es en forma de

CAPITULO 1

1.1 Contexto energético de México.

Cómo es sabido la viabilidad económica de una nación depende de su capacidad para asegurar un abasto confiable de energéticos, de la incorporación oportuna de las transformaciones tecnológicas y, desde luego, de la equidad en la distribución de beneficios que obtiene entre su población.

Actualmente los sectores eléctricos del mundo pasan por una importante evolución, donde se ha modificado radicalmente la manera en que el sector se organiza y opera. Debido a los cambios tecnológicos y el aumento poblacional, es necesario estimar el crecimiento futuro en el consumo de energía, y así prever las necesidades de las poblaciones.

El acelerado desarrollo tecnológico mundial aunado a la creciente preocupación ambiental, en particular por el cambio climático, son factores que han impulsado estrategias concretas para el aprovechamiento de las oportunidades de ahorro de energía y de utilización de fuentes de energía renovables como una opción viable para incrementar la oferta y controlar la demanda.

Estas circunstancias, asociadas a la búsqueda de un desarrollo sostenido y a las preocupaciones siempre latentes sobre el agotamiento de los combustibles fósiles, han llevado a algunos países a establecer estrategias en el uso racional de la energía y aprovechamiento de las energías renovables.

México ante estos hechos no se puede quedar rezagado, debe buscar adoptar de manera oportuna las transformaciones tecnológicas que sufre el sector energético, fomentar el ahorro y uso eficiente de la energía, y aprovechar sus grandes recursos de energía renovables, si pretende asegurar su abasto futuro de energía.

Al igual que en los países del mundo el consumo de energía en nuestro país ha ido en aumento. El consumo de energía per cápita en México tuvo una tasa media de crecimiento anual de 1.4% en los últimos seis años. Este comportamiento se debió a que, entre 1995 y 2000, el consumo nacional de energía creció 16%, mientras que la población creció 6.9% en el mismo período. En el año 2000 el consumo de energía por habitante se ubicó en 6.3 MWh (64.4 GJ), el se ubica entre los menores de los países miembros de la OCDE [Programa sectorial de energía 2001-2006].

El acceso al servicio público de electricidad ha crecido significativamente durante las últimas dos décadas, alcanzando el 94.7% de la población nacional conectada a la red eléctrica a finales del 2000. A pesar de es éste uno de los niveles de cobertura más altos de Latinoamérica aún hay muchos mexicanos que carecen de este servicio.

La capacidad instalada del Sector SEN al cierre del 2001, fue de 42.4 GW, (90% del total lo aportó el servicio público y el 10% restante correspondieron a generadores privados), capacidad que sólo es superada en el continente por la de Brasil con 71.8 GW, Canadá con 111 GW y EUA con 819.2 GW [Prospectiva del sector eléctrico, 2002-2011].

En las tablas 1.1 y 1.2 se muestra la evolución de la capacidad efectiva de generación, así como la generación bruta de energía eléctrica, por tipo de tecnología, en las empresas paraestatales para el período 1995-2002.

Se prevé que la evolución del consumo crecerá a una tasa promedio para el período 2001-2010 cercana al 6.3%, de acuerdo a los ajustes realizados en las expectativas de crecimiento de la actividad económica de los últimos años. En consecuencia, durante el período 2002-2011, el SEN requerirá adiciones de capacidad por un total de 28,862 MW, de las cuales 14,228 MW se consideran como capacidad comprometida y 14,634 MW se obtendrán de proyectos de capacidad adicional no comprometida. De la capacidad comprometida el 80% se construirá con tecnología de ciclo combinado y el 13% con base en fuentes renovables [Prospectiva del sector eléctrico, 2002-2011, Programa sectorial de energía 2001-2006].

En nuestro país la fuente de energía primaria que tiene mayor participación es la de hidrocarburos con un 60.6%, seguida de la hidroeléctrica con 26.2%. Al cierre del 2000, se contó con 172 plantas de generación en el sistema eléctrico nacional, de las cuales 152 son de Comisión Federal de Electricidad (CFE), 19 de Luz y Fuerza del Centro (LFC) y 1 de productor independiente.

La capacidad instalada en operación de energía eléctrica en México, a Diciembre de 2001 ascendió a 42.4 MW. De éste total CFE participa con 36,236 MW, LFC 827 MW, los productores independientes 1,456 MW (conjuntamente forman el sector público con 38,519 MW), autogeneradores 2,282 MW, cogeneradores 1,136 MW y con 524 MW otros productores particulares [Prospectiva del sector eléctrico, 2002-2011].

Durante 2001 se le adicionó capacidad al SEN por 1,966 MW, menos los retiros de capacidad por 144 MW, sumando ésta capacidad con la registrada en el 2000 (36,697 MW) se incrementa a 38,519 MW la capacidad del sector público en el 2001 [Prospectiva del sector eléctrico, 2002-2011].

Del total de la capacidad del SEN en el 2001, las centrales basadas en hidrocarburos contribuyeron con el 67% del total y las fuentes alternas de energía, incluyendo la energía hidráulica, aportaron el 33%.

Para fines de operación y planeación de la industria eléctrica, el SEN se divide en nueve áreas y como se puede observar en la tabla 1.3 es en la región Sur-Sureste donde se ubica la mayor capacidad de generación eléctrica del país con 14,131.5 MW (36% del total). Aquí se localiza el mayor desarrollo hidroeléctrico nacional, que a nivel local participa con 42.3% de la capacidad instalada. Sobresalen las centrales hidroeléctricas de la Angostura, Chicoasén, Malpaso, Peñitas, El Caracol, Temascal e Infiernillo. También se ubica la central nuclear Laguna Verde y se localiza la mayor central eólica del país, así como el segundo mayor desarrollo de centrales de ciclo combinado [Prospectiva del sector eléctrico, 2002-2011].

Tabla 1.1 Capacidad instalada de generación por tipo de planta (MW)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002						
Termoeléctrica	19,395	58.7%	20,102	57.8%	20,895	59.3%	21,327	59.8%	22,256	60.6%	24,095	62.6%	26,760	65%
Hidroeléctrica	9,329	28.2%	10,034	28.8%	10,034	27.5%	9,619	27.0%	9,619	26.2%	9,619	25.0%	9,608	23.3%
Carboeléctrica	2,250	6.8%	2,600	7.5%	2,600	7.4%	2,600	7.3%	2,600	7.1%	2,600	6.7%	2,600	6.3%
Nucleoeléctrica	1,309	4.0%	1,309	3.8%	1,309	3.7%	1,368	3.8%	1,365	3.7%	1,365	3.5%	1,365	3.3%
Geotérmica	753	2.3%	744	2.1%	750	2.1%	750	2.1%	855	2.3%	838	2.2%	843	2.0%
Eoloeléctrica	2	0.01%	2	0.01%	2	0.01%	2	0.01%	2	0.0%	2	0.0%	2	0.0%
Total	33,087	100%	34,791	100%	34,815	100%	35,666	100%	36,697	100%	38,519	100%	41,178	100%

Fuente: Programa Sectorial de Energía 2002-2006, SENER

Tabla 1.2 Generación bruta por tipo de planta (GWh)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000						
Termoeléctrica	86,220	60.6%	101,454	62.9%	113,483	66.4%	114,322	63.2%	126,863	65.8%		
Hidroeléctrica	27,528	19.3%	31,442	20.7%	26,430	16.4%	24,616	14.4%	32,714	18.1%	33,075	17.2%
Carboeléctrica	14,479	10.2%	17,735	11.7%	17,575	10.9%	17,956	10.5%	18,251	10.1%	18,696	9.7%
Nucleoeléctrica	8,443	5.9%	7,878	5.2%	10,456	6.5%	9,265	5.4%	10,002	5.5%	8,221	4.3%
Geotérmica	5,669	4%	5,729	3.8%	5,466	3.4%	5,657	3.3%	5,623	3.1%	5,901	3.1%
Eoloeléctrica	6	0.0%	5	0.0%	4	0.0%	5	0.0%	6	0.0%	8	0.0%
Total	142,344	100%	151,889	100%	161,385	100%	170,982	100%	180,917	100%	192,764	100%

Fuente: Programa Sectorial de energía 2002-2006, SENER

Tabla 1.3 Capacidad de generación efectiva por región (MW), 2001

Región	Fuentes Alternas						Hidrocarburos					Total
	Eólica	Hidráulica	Geotérmica	Nuclear	Carbón	Térmica Convencional	Ciclo Combinado	Turbogás	Combustión Interna	Dual		
Noroeste	0.6	941.2	730			2,894.5	724.9	767.9	137.3			6,196.4
Noreste		125.5			2,600.0	2,789.0	2,220.4	707.8				8,442.7
Centro Occidente		1880.7	92.9			3,466.0	218.0	146.0	1.2			5,804.8
Centro		695.4	15.0			2,474.0	382.0	374.0				3,940.4
Sur Sureste	1.6	5,976.4		1,364.9		2,659.0	1,643.0	385.0	1.6	2,100.0		14,131.5
Plantas Móviles										3.1		3.1
Total	2.2	9,619.2	837.9	1,364.9	2,600.0	14,282.5	5,188.3	2,380.7	143.2	2,100	2,100	38,518.8

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

1.2 La Hidroelectricidad en México.

En México la segunda fuente más importante de generación de energía eléctrica es por medio de la energía hidráulica. La producción anual de hidroenergía es de 32.75 TWh/a (336 PJ/a). Como se ha mencionado en la región sureste del País se encuentra el mayor desarrollo hidroeléctrico ubicado en la cuenca del Río Grijalva. En conjunto las centrales que se alojan en esta cuenca generan 19,343 GWh lo cual es el 59% de la generación hidroeléctrica. Otro desarrollo importante se encuentra en la cuenca del Río Balsas en el cual se producen 5,421 GWh lo que representa el 16.6% de la generación total hidroeléctrica. En la Tabla 1.4 se muestra un listado de las centrales hidroeléctricas que se en operación en el 2000 con una capacidad mayor a los 30MW.

Tabla 1.4 Centrales Hidroeléctricas con capacidad mayor a los 30MW en 2000

Nombre de la central	Capacidad de Operación (MW)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Factor de planta	Estado
Ángel Albino Corzo (peñitas)	420.00	2,221.00	2,194.63	60.37	Chiapas
Aguamilpa (Solidaridad)	960.00	1206.56	1,195.21	14.35	Nayarit
Bacurato	92.00	96.68	94.52	12.00	Sinaloa
Belisario Domínguez (La Angostura)	900.00	3,990.89	3,938.45	50.62	Chiapas
Carlos Ramírez Ulloa (Caracol)	600.00	817.56	813.86	15.55	Guerrero
Cóbano	52.02	223.84	223.00	49.12	Michoacán
Colimilla	51.20	14.22	14.16	3.17	Jalisco
Cupatitzio	72.45	387.12	384.09	61.00	Michoacán
Falcón	31.50	39.63	38.77	14.37	Tamaulipas
Fernando Hiriart B. (Zimapan)	292.00	1,257.78	1,244.68	49.17	Hidalgo
Humaya	90.00	82.90	77.78	10.51	Sinaloa
Infiernillo	1000.00	2,953.87	2,927.72	33.72	Guerrero
José Ma. Morelos (La Villita)	295.00	1,260.59	1,252.53	48.78	Michoacán
La Amistad	66.00	87.77	85.70	15.18	Coahuila
Lerma (Tepuxtepec)	60.00	172.37	171.93	32.37	Michoacán
Luis Donald Colosio (Huites)	422.00	631.31	621.41	17.08	Sinaloa
Malpaso	1080.00	5,051.87	4,959.36	53.40	Chiapas
Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	1500.00	8,079.94	7,954.38	61.49	Chiapas
Mazatepec	220.00	395.73	386.20	20.53	Puebla
M. M. Dieguez (Sta. Rosa)	61.20	119.76	118.67	22.34	Jalisco
Necaxa	109.00	247.71	247.54	25.94	Puebla
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	135.00	281.86	279.95	23.83	Sonora
Patla	37.00	0.00	0.00	0.00	Puebla
Raúl J. Mariscal (Comedero)	100.00	86.47	85.52	9.87	Sinaloa
Temascal I	354.00	1,779.47	1,762.69	57.38	Oaxaca
Valentin Gómez Farías (Agua Prieta)	240.00	221.10	215.90	10.52	Jalisco
27 de Septiembre (El Fuerte)	59.40	145.62	143.67	27.99	Sinaloa
Total	9299.77	31,853.62	31,432.32	-	-

Fuente: Compendio de información del sector energético mexicano 2001 y Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011, SENER

En la tabla 1.5 se muestra un listado de las pequeñas centrales, entre 5 y 30 MW, que se encontraban en operación en el 2000.

Tabla 1.5 Centrales Hidroeléctricas denominadas pequeñas centrales con capacidad entre 5 y 30MW en 2000

Nombre de la central	Capacidad de Operación (MW)	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Factor de planta	Estado
Alameda	6.99	29.96	29.91	48.93	México
Ambrosio Figueroa (La venta)	30.00	161.47	155.78	61.44	Guerrero
Bombaná	5.24	26.68	26.18	58.12	Chiapas
Boquilla	25.00	73.06	71.12	33.36	Chihuahua
Botello	8.10	49.88	49.58	70.30	Michoacán
Camilo Arriaga (El Salto)	18.00	99.96	97.61	63.39	San Luis Potosí
Chilapan	26.00	136.69	130.72	60.01	Veracruz
Colotlipa	8.00	27.78	26.18	39.64	Guerrero
Encanto	10.00	66.43	64.65	75.83	Veracruz
J. C. del Valle (El retiro)	21.00	100.94	98.52	54.87	Chihuahua
Las Juntas	15.00	6.19	6.16	4.71	Jalisco
Luis M. Rojas (La intermedia)	5.32	2.72	2.71	5.84	Jalisco
Minas	15.00	80.01	77.47	60.89	Veracruz
Mocuzari	9.60	29.85	29.55	35.50	Sonora
Oviachic	19.20	55.50	55.26	33.00	Sonora
El platanal	9.20	44.08	43.67	54.70	Michoacán
Puente Grande	17.40	6.15	6.13	4.03	Jalisco
Salvador Alvarado	14.00	28.99	28.82	23.64	Sinaloa
Tazcapa	5.30	0.00	0.00	0.00	Puebla
Tepazolco	11.00	3.11	3.11	3.23	Puebla
Zumpimito	6.40	40.68	40.46	72.56	Michoacán
Total	285.75	1,070.13	1,043.59	-	-

Fuente: Compendio de información del Sector Energético Mexicano 2001, SENER.

En el caso de la minihidráulica CFE y LyFC cuentan con 22 centrales en operación menores a 5 MW, las cuales se encuentran conectadas al sistema eléctrico nacional. En éstas centrales se tienen instaladas un total de 44 unidades turbo-generadoras cuya capacidad efectiva conjunta es de aproximadamente 33 MW con una generación media anual conjunta de aproximadamente 102 GWh. En la Tabla 1.6 se muestran este tipo de centrales.

El equipo electromecánico de este tipo de centrales cuenta con una vida útil del orden de 50 años, así que la mayoría de las minicentrales en operación llevan ya rebasada esta marca ya que entraron en operación a principios del siglo pasado. Durante los años de operación de éstas centrales, se han llevado a cabo diversos trabajos de reparación y sustitución de

elementos importantes, pero en ningún caso se han retirado las unidades originales para sustituirlas por nuevas o de mayor capacidad.

Mucho antes de que se fundaran la Comisión Federal de Electricidad o Luz y Fuerza del centro, se construyeron a lo largo del país un número importante de minicentrales hidroeléctricas por particulares o compañías privadas. Desde luego, después de la nacionalización de la industria eléctrica muchas de las centrales pasaron a manos del estado y alrededor de 61 de ellas permanecieron con su carácter de privadas abasteciendo rancherías, fábricas, minas o beneficios de café. En la siguiente tabla se muestra un listado de las mini y micro centrales, entre 1 y 5 MW y menores a 1 MW respectivamente, que se encontraban en operación en el 2000.

Tabla 1.6 Centrales Hidroeléctricas denominadas mini (entre 1 y 5 MW) y micro centrales (menores a 1 MW) en el año 2000

Nombre de la central	Operador	Capacidad de Operación (MW)	Categoría	Generación Bruta (GWh)	Generación Neta (GWh)	Factor de planta	Estado
Bartolinas	CFE	0.75	Mic	-	1.40	21.00	Michoacán
Cañada	LyFC	0.97	Mic	-	0.91	11.00	Hidalgo
Colina	-	3.00	Mini	11.92	11.25	45.36	Chihuahua
Electroquímica	CFE	1.44	Mini	8.80	8.69	69.76	San Luis Potosí
Fernández Leal	LyFC	1.13	Mini	3.35	3.33	33.99	México
Huazuntlan	CFE	1.60	Mini	-	2.50	18.00	Veracruz
Ixtaczoquitlán	CFE	0.79	Mic	2.45	2.46	35.31	Veracruz
Juandó	LyFC	3.00	Mini	-	5.70	22.00	Hidalgo
Jumatán	CFE	2.18	Mini	10.75	10.36	56.29	Nayarit
Rio Micos	CFE	0.69	Mic	3.06	3.02	50.77	San Luis Potosí
Portezuelo I	CFE	2.00	Mini	11.31	11.04	64.55	Puebla
Portezuelo II	CFE	1.06	Mini	3.49	3.43	37.59	Puebla
San Pedro Purúas	CFE	4.58	Mini	14.11	14.00	35.17	Michoacán
San Simón	LyFC	1.34	Mini	4.06	4.04	34.48	México
Schpoiná	CFE	2.24	Mini	11.84	11.63	60.34	Chiapas
Tamazulapan	CFE	2.48	Mini	8.75	8.67	40.26	Oaxaca
Temascaltepec	LyFC	2.34	Mini	1.10	1.09	5.38	México
Texolo	CFE	1.60	Mini	10.06	10.00	71.78	Veracruz
Tirio	CFE	1.10	Mini	-	1.83	19.00	Michoacán
Tlilán	LyFC	0.68	Mic	1.65	1.62	27.70	México
Villada	LyFC	0.86	Mic	1.77	1.76	23.55	México
Zepayautla	LyFC	0.49	Mic	-	0.19	4.00	México
Zictepec	LyFC	0.24	Mic	-	0.55	26	México
Total	-	36.56	-	-	119.47	-	-

Fuente: Compendio de información del Sector Energético Mexicano 2001, SENER.

La fabricación de estas unidades data desde 1908 hasta 1981, sin embargo se distinguen tres períodos de mayor intensidad de fabricación y por ende, de construcción de

minicentrales en México, 1926-1929, 1936 y 1955-1959. En la siguiente tabla se hace un listado de la mayoría de las turbinas mini-hidroeléctricas que se han instalado en el país y siempre han operado como sistemas independientes o privados, centrales que se pueden observar en la tabla 1.7. Por tratarse de sistemas privados, la información que se tiene cuanto a su operación y mantenimiento actual es muy escasa y es probable que algunas de ellas ya estén fuera de servicio.

Tabla 1.7 Lista de turbinas Hidráulicas independientes menores a 5 MW.

Proyecto	Turbina	No. de Unidades	Capacidad (kW)	Proyecto	Turbina	No. de Unidades	Capacidad (kW)
Argovia	Francis	1	82.00	Lozano	Francis	1	1,835.00
Cerritos	Francis	1	564.00	Magdalena	Pelton	1	83.4
Chiapas	Pelton	1	1,684.38	Mardaker-Puebla	Francis	1	135.00
Chihuahua	Pelton	1	335.50	Matamoros	Francis	1	372.80
Cijara	Francis	1	471.79	Mexicaltzingo	Banki	1	125.00
Cijara	Pelton	3	1,755.00	Porvenir I	Pelton	1	550.00
Cijara	Pelton	1	2,500.00	Puebla-Guijano	Francis	1	225.00
Cijara II	Francis	1	149.00	Río Blanco	Francis	1	1,930.00
Coatán del Río	Francis	2	610.00	Romer	Banki	1	370.00
Cocolapan	Francis	2	3,090.00	Rosa Santa	Pelton	1	124.00
Cuesta	Pelton	1	27.00	Rosa Santa	Francis	1	840.00
DF	Banki	1	12.30	San Ángel	Banki	1	12.80
Dos Aguas	Francis	1	406.00	San Ángel II	Banki	1	4.47
El Burrero	Francis	1	189.00	Santa Cruz	Pelton	2	950.00
El Ingenio	Pelton	2	696.00	Santiago México	Francis	1	135.00
Eleca	Francis	1	600.00	Tacámbaro	Francis	2	808.00
El Negro	Pelton	1	800.00	Tala	Francis	1	160.00
El Patriotismo	Francis	1	475.00	Texmelucan	Francis	1	154.00
El Pinto	Francis	1	239.00	Tezintlan	Pelton	2	1,090.00
El Progreso	Pelton	1	530.00	Tiaca	Francis	1	322.00
Escuitla	Banki	1	31.76	Trini	Francis	1	500.00
Fincas Café I	Banki	3	318.00	Torre	Francis	1	115.00
Fincas Café II	Banki	2	96.00	Torre II	Francis	1	264.00
Flores	Francis	1	210.00	Trevina	Francis	2	630.00
Grande-Rincón	Francis	4	5,960	Veracruzana	Francis	1	530.00
Hondo	Francis	1	208.00	Villar	Francis	1	146.00
Hormiga I	Pelton	1	1,360.00	Woodward I	Pelton	1	417.00
Hormiga II	Pelton	1	360.00	Zavaiera	Francis	1	700.00
Huerta	Francis	1	186.00	Zoquitlan	Francis	1	1,840.00
Lacar	Francis	2	2,240.00	Zoquitlan	Francis	1	1,950.00
La Esperanza	Banki	1	70.00				
Total						77	43,574.20

Fuente: Compendio de información del Sector Energético Mexicano 2001, SENER.

Existe un conjunto de centrales que actualmente están fuera de servicio y que prestaban servicio público, centrales que se encontraban interconectadas a la red eléctrica nacional y pertenecen a CFE. La potencia total instalada en este grupo de centrales era de aproximadamente 36.7 MW y se estima que habrían estado aportando unos 125.6 GWh de

generación media anual, considerando un factor de planta promedio de 39%. En la tabla 1.8 podemos observar las características de estas centrales.

Tabla 1.8 Centrales Mini-hidráulicas fuera de servicio CFE, 1995

Central	Estado	Capacidad (MW)	Año puesta en operación	Central	Estado	Capacidad (MW)	Año puesta en operación
Aheyahualco	Veracruz	0.298	1949	La Trinidad	Hidalgo	1.800	1908
Barranca Honda	Morelos	3.120	1937	La Ventanilla	Puebla	1.200	1946
Coacoyunga	Hidalgo	2.200	1927	Las Rosas	Querétaro	1.600	1949
Cointzio	Michoacán	0.480	1943	Micos (un. 1)	S. L. P.	0.244	1945
Colina	Chihuahua	3.750	1928	Pancho Poza	Veracruz	0.156	1962
Comoapan	Veracruz	0.380	1923	Piedrecitas	Chiapas	0.800	1957
El Chique	Zacatecas	0.624	1964	Río Verde	México	1.600	1934
El Olimpo	Chiapas	1.605	1941	Rosetilla	Chihuahua	0.250	1930
El Punto	Tepic	1.030	1954	San Miguel Regla	Hidalgo	0.720	1924
El Sabino	Michoacán	3.500	1909	S. Pedro Puruás	Michoacán	0.304	1905
El Salto	Jalisco	2.975	1959	San Sebastian	Hidalgo	1.200	1908
Excame	Zacatecas	0.654	1959	Tirio	Michoacán	1.312	1917
Granados	Michoacán	0.940	1942	Tlatlauqui	Puebla	0.113	1948
Huixtla	Chiapas	0.384	1855	Tula	Veracruz	0.180	1951
Itzicuaro (un. 2)	Michoacán	0.392	1929	Tzimol	Chiapas	0.258	1932
Ixtaczoquitlan	Veracruz	0.750	1899	Xia	Oaxaca	0.170	1948
La Luz	Oaxaca	0.396	1903	Xilita	Puebla	1.000	1954
La Soledad	Oaxaca	0.288	1910	Xoloat	Puebla	0.432	1946
Total						37.105	

Fuente: Compendio de información del Sector Energético Mexicano 2001, SENER.

La mayoría de éstas centrales dejaron de operar principalmente debido a que se agotó la vida útil de los equipos y/o su costo operativo era excesivamente alto, así como la falta o disputa por el agua. De las 36 centrales fuera de servicio sólo 11 se encuentran con el problema de falta o disputa por el agua, por lo que las 25 restante aún cuenta con el recurso disponible, así que se tiene la oportunidad de realizar estudios de viabilidad para rehabilitar o repotenciar la mayoría de las centrales de CFE que se encuentran fuera de servicio.

1.3 Evaluación del potencial hidroeléctrico en México.

Las reservas probadas de un recurso energético son aquellos montos del recurso en cuestión que están determinados y cuyo costo de explotación es competitivo a nivel internacional. En ciertos casos, éstas reservas sólo son estimadas debido a varias razones que varían en cada caso. En el caso de los recursos energéticos renovables, el término de reserva se refiere al monto del recurso incluyendo lo que se utiliza en el presente; en el caso de la hidroelectricidad, la reserva se refiere a la hidroenergía que ya se explota en centrales ya existentes, así como el monto estimado que falta por aprovechar.

Las reservas hidroeléctricas estimadas en 1993 son de 80.0 TWh/a. Los aprovechamientos hidroeléctricos actualmente en operación generaron 33 TWh/a en 2000 [Compendio de información del Sector Energético Mexicano 2001]. Otra parte de esas reservas la constituyen los proyectos con estudios de factibilidad terminados o en proceso. En la tabla 1.10 se muestran los grandes proyectos que se consideran como candidatos en el proceso de definición del programa de expansión.

Como se puede observar de la tabla 1.9 los proyectos hidroeléctricos más importantes que CFE tiene en etapa de diseño, son Boca de Cerro con 2,745 GWh, PAEB El Descanso con 2,087 GWh e Ixtayutla con 1,596 GWh.

Tabla 1.9 Proyectos hidroeléctricos con estudios de factibilidad terminados o en proceso.

Área	Proyecto	Ubicación	Capacidad Total (MW)	Generación media anual (GWh)
Baja California	Tecate	Baja California	60 FT	154
	PAEB el Descanso	Baja California	1000 F	2,087
Central	La Parota	Guerrero	765 FT	1,332
	Tepoa	Guerrero	330 FT	767
Noreste	T.R. Amata	Sinaloa	Reguladora D	36
	Madera	Chihuahua	276 F	726
	PAEB Monterrey	Nuevo León	200 F	292
	El Mezquite	Sonora	40 F	145
	Soyapa	Sonora	46 F	167
Occidental	El Cajón	Nayarit	680 D	1,207
	Eq. San Rafael	Nayarit	23 D	145
	Agua Prieta	Jalisco	D	80
	San Francisco	Jalisco	278 FT	609
	Arroyo Hondo	Jalisco	133 F	292
	Amp. Santa Rosa	Jalisco	49 F	74
	Pozolillo	Nayarit	374 F	819
Oriental	Nuevo Tuxpango	Veracruz	40 D	251
	Atexcaco	Puebla	120 F	336
	San Juan Tetelcingo	Guerrero	609 FT	1,312
	Xúchiles	Veracruz	240 FT	691
	Boca de Cerro	Tabasco	560 FT	2,745
	Copainalá	Chiapas	210 FT	420
	Las Minas II	Veracruz	15 D	126
	Omitlán	Guerrero	230 F	789
Ixtayutla	Oaxaca	540 F	1,596	
Total			6,818	17,197

Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009, SENER, 2000.

F: Factibilidad en proceso. FT: Factibilidad terminada. D: Diseño.

En lo que se refiere al potencial nacional plantas mini-hidráulicas aún no se conoce con exactitud, pero se estima que se encuentra en alrededor de 11.38 TWH/año, equivalente a 3247 MW [CONAE, 95]. La CONAE realizó estudios en 1995 en una región de los estados de Veracruz y Puebla e identificó que se tiene un potencial técnicamente explotable de 1.31 TWH/año equivalente a 375 MW, por otra parte la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de la coordinación de Asesores de la Dirección General realizó entre 1993 y 1994 estudios a nivel identificación, viabilidad y previabilidad en diversas zonas del país. Dentro de la zona de estudio, se han realizado trabajos sobre los ríos Matlacobatl y Los Pescados.

En cuanto al río Matlacobatl, en Veracruz, se han localizado y estudiado ocho sitios, Matlacobatl, Hueyapan, Tillero, Mahuistlán, Integración Matlacobatl-Hueyapan y Sistema Isletas, en la siguiente tabla se presentan las principales características de los proyectos, las características de estos sistemas se muestran en la tabla 1.10.

1.10 Proyectos Mini-hidroeléctricos identificados sobre el río Matlacobatl.

Proyecto	Gasto (m ³ /s)	Carga Neta (m)	Potencia Instalada (MW)	Factor de Planta	Generación (GWh)
Matlacobatl	8.00	157.50	11.51	0.86	74.56
Hueyapan	3.50	165.30	5.28	0.81	30.42
Tillero	6.00	88.25	8.84	0.96	38.91
Mahuistlán	7.00	120.00	7.67	0.89	53.49
Integración	11.00	166.00	16.68	0.93	125.74
Sistema Isletas	18.00	185.30	30.46	0.91	222.06
Total			80.44		545.18

Fuente: CONAE 1995

También se realizaron estudios sobre la parte alta del río Los Pescados en donde se identificaron seis proyectos los cuales se presentan sus principales características en la tabla 1.11

Tabla 1.11 Proyectos minihidroeléctricos identificados sobre el río Los Pescados.

Proyecto	Gasto (m ³ /s)	Carga Neta (m)	Potencia Instalada (MW)	Generación (GWh)
Tlamoloaxtla	6.50	204.00	10.14	67.59
Muyuapa	18.00	70.50	10.15	66.52
Cuautlita	8.00	107.90	6.09	42.45
Campanario	25.00	70.50	14.00	95.48
Limonos I	29.00	65.40	15.00	99.32
Río Chico	5.00	80.80	3.00	20.74
Total			58.38	392.1

Fuente: CONAE 1995

Como se ha podido notar en este capítulo la energía hidráulica es una fuente de energía importante con que cuenta México, por lo que es una buena alternativa para ir reduciendo nuestra dependencia de los hidrocarburos,

En el siguiente capítulo se mostrarán los principales componentes de una central hidroeléctrica, así como las obras hidráulicas que se requieren y tecnologías que se utilizan, y como éstas se han ido desarrollando a lo largo del tiempo.

CAPITULO 2

Definición del estado del desarrollo de las tecnologías hidroeléctricas actuales y de la obra civil.

2.1 Introducción

La energía hidráulica ha sido utilizada durante siglos, su uso se remonta a más de 2000 años atrás, principalmente para hacer girar ruedas hidráulicas de madera para la molienda de granos, un ejemplo de ello son los antiguos romanos y griegos que aprovechaban la energía del agua para moler trigo, sin embargo el desarrollo fue lento, por un espacio de 18 siglos, debido a que se presentó el inconveniente de que las instalaciones debían situarse junto a los ríos además de que se contaba con la posibilidad de emplear esclavos y animales de carga para realizar la misma tarea.

El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica, esto debido a la creciente demanda de electricidad a principios del siglo XX.

La energía hidráulica es una forma renovable de energía, ya que la naturaleza se encarga de reponerla constantemente; debido a que no requiere de combustibles y por que la producción de energía no contamina el agua, se considera que la generación de esta energía es limpia. Además de la generación de electricidad, las centrales hidroeléctricas presentan otros beneficios como lo son, la utilización del agua para riego, protección contra inundaciones, suministro de agua, turismo, entre otros.

El funcionamiento de una central hidroeléctrica consiste en aprovechar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en cinética y luego en energía eléctrica. Básicamente consiste de un sistema de captación de agua produciéndose un desnivel que provoca una cierta energía potencial acumulada, el agua es conducida hacia una turbina

desarrollando en la misma un movimiento giratorio que acciona un alternador y se produce una corriente eléctrica. Este proceso puede apreciarse en la figura 2.1.

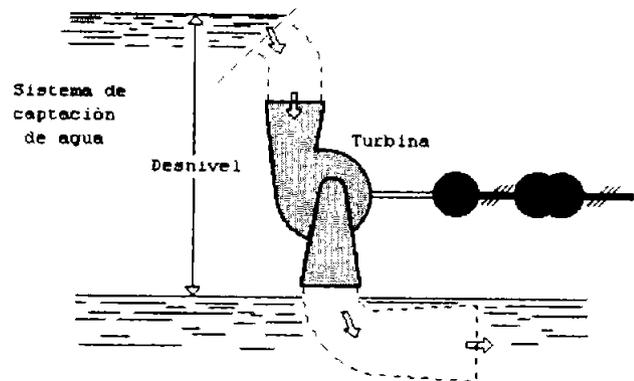


Figura 2.1 Funcionamiento básico de una Central Hidroeléctrica.

Es difícil hacer un listado completo de todos los elementos que integran una central hidroeléctrica, por lo que sólo se mencionaran los principales y para un mejor entendimiento se dividirán en dos conjuntos.

El primer conjunto consta de obras y equipos como la presa, los aliviaderos y las tomas de agua y su cuya misión se puede resumir diciendo que es la de almacenar y encauzar el agua, en las debidas condiciones, para conseguir posteriormente una acción mecánica. El segundo conjunto engloba los edificios, equipos y sistemas etc., tales como la casa de máquinas, tubería forzada, distribuidor, turbina y compuertas, mediante los cuales, después de las sucesivas transformaciones de la energía, llegamos a obtener ésta en forma de energía eléctrica.

Antes de comenzar a describir las partes que forman una central hidroeléctrica haremos un poco de historia de cómo han ido evolucionando a lo largo del tiempo los principales componentes de una central hidroeléctrica, las presas y las turbinas.

2.2 Evolución histórica de las presas.

No se conoce a ciencia cierta desde cuando data la construcción de la presa más antigua, todo intento por ubicar con precisión la existencia de una obra ha resultado vano, pero se estima que los primeros intentos pueden ubicarse alrededor de 5000 años A.C. Existen indicios de obras erigidas en Babilonia, Egipto, India, Persia y Lejano Oriente, de hecho los pueblos que las utilizaron ya han desaparecido, en parte producto de la desaparición de las mismas obras que dieron origen a sus sistemas de riego y, por tanto, a sus asentamientos.

Los materiales utilizados han sido suelos y gravas colocados con escasos conocimientos técnicos, dando en muchos casos como resultado obras de corta duración, aún cuando se tratara de construcciones pequeñas. Es notable destacar los métodos de trabajo utilizados hace miles de años, basados en el transporte del material en canastos, y su rudimentaria compactación debido al mismo pasaje de los obreros sobre el suelo volcado. Durante varias centurias las presas fueron construidas sin perseguir ningún cuidadoso análisis de los criterios de diseño. Es así que sus alturas fueron pequeñas y la capacidad de sus embalses fue suficiente mientras no produjeron crecidas que superaran las registradas en vida de sus constructores. Las alturas alcanzadas no superaban los 25 m.

Según el historiador Herodoto, el primer Faraón de Egipto, Menes, ordenó la ejecución de trabajos de irrigación con aguas del río Nilo, para ello, hacia 4000 A.C., se habría construido sobre del río, en Kosheish una presa de mampostería de 15 m de altura y 450 m de longitud. Una leyenda dice que esta presa sirvió para desviar la corriente del río con fines estratégicos. En Egipto existen otros ejemplos de presas de las cuales aun hoy pueden visitarse sus ruinas.

El embalse más antiguo en operación es el embalse Afengtang (100 Mm³), construido al oeste de Shanghai entre 589 y 581 A.C. La cortina original, la cual fue construida alternando capas de tierra y paja, no existe ya que ha sido reconstruida. Sin embargo, el record por el servicio más antiguo lo tiene el embalse Mala'a en Egipto, el cual fue construido por el rey Amenemhet III (1842 a 1798/95 A.C.) en una depresión que se

encuentra a 90 Km al suroeste del Cairo, fue reconstruida en el siglo 3 A.C., con una cortina de 8 Km de longitud y 7 m de altura. Almacenaba 275 Mm³ de agua proveniente del Nilo y permaneció en operación hasta el siglo XIX, un período de 3600 años.

La presa más antigua que ha operado continuamente desde su construcción y que aun se encuentra en uso es la presa y canal Kofini, construida para control de flujo en 1260 A.C., sobre el río Lakissa aguas arriba del pueblo de Tiryns, Grecia. La estructura original aun se encuentra en operación.

La primera cortina de mampostería construida fue en la presa Kesis Gölü, en Turquía, alrededor del 750 A.C. Ruinas de otras presas antiguas han sido localizadas en varios sitios bordeando el Mediterráneo, el Cercano y Medio Oriente, Sri Lanka y en América central donde la primera presa data de 700 A.C.

El desarrollo y crecimiento del imperio romano, pocos años antes de Cristo, permitió llevar los conocimientos de sus constructores hidráulicos a varios lugares de Europa, como por ejemplo España en donde aún se pueden encontrar presas en pie después de más de 2000 años. En Libia, Turquía, Persia y Siria han quedado muestras de presas construidas por este poderoso imperio. Estas obras han sido diseñadas buscando la provisión de agua y protección contra aluviones entre otros uso.

Un número considerable de presas Romanas permanecen en servicio, y es probable que los Romanos tengan el crédito de ser los primeros en adaptar el principio de arco a la construcción de presas. Con 12 m de altura y 18 m de longitud, la presa de arco Brume, en Francia, fue completada por los Romanos en el siglo dos A.C.

En el lejano oriente la construcción de significativa de presas puede ser fechado en un período que comenzó en 380 A.C., iniciando con la presa Bassawak de 10 m de altura y culminando con las presas Giritale y Kantalai, de 23 y 20 m de altura respectivamente, completadas en 610 D.C.

En Mesoamérica, hacia los años 800 al 150 A. C., la construcción de la presa de Purrón señala el inicio de la agricultura de riego, siendo esta obra más antigua de este tipo que se ha encontrado hasta hoy en América, esta presa se puede ver en la figura 2.15. La presa, construida por etapas a partir del año 750 a. C. y concluida antes del año 300 de nuestra era, mide 18 metros de altura, más de 400 metros de largo de lado a lado de la barranca, y de ancho tiene más de 100 metros en la base. Ella formaba un depósito de agua de aproximadamente 400x700 metros, con lo que pudo almacenar más de dos y medio millones de metros cúbicos de agua [Hernández, 2000].

El periodo del 1000 D.C hacia delante mostró un despliegue en la construcción de presas, con un rápido crecimiento en las grandes presas y en la audacia de su concepto. De particular interés fue la construcción de una serie de presas de mampostería-gravedad, y la extraordinaria presa Sultan Mamad en Afganistán, de 31 m de altura, data de ese tiempo.

Los constructores de presas en España, durante el siglo XVI, avanzaron considerablemente en presas de mampostería. La magnífica presa de gravedad Tibi, de 42 m de altura, fue completada en 1594. La presa de mampostería en arco Elche, de 23 m de altura y 120 de longitud, fue completada en 1640 y cuenta con su particular merito. Con la rápida expansión del imperio Español la experiencia de los constructores de presas españoles fue exportada también a centro y sur América.



Figura 2.2 Presa de Paxtle, Santa Ana Telóxtoc, y restos de presa prehispánica.

En México, se comenzaron a construir presas de almacenamiento desde la época virreinal. Algunas de estas obras todavía subsisten y aun se encuentran en funcionamiento; se encuentran algunas de ellas en los estados de Aguascalientes, Guanajuato y México con cortinas de mampostería y contrafuertes, construidas en el siglo XVIII

Durante el período de 1700 a 1800 la ciencia de la construcción de presas avanzó relativamente lento. En los inicios de la revolución Industrial se da un ímpetu a la construcción de presas en Inglaterra y en la parte occidental de Europa, por los años de 1780. El diseño continuó basándose en una combinación de reglas empíricas y de la experiencia.

A mediados del siglo XIX, las presas de mampostería tuvieron un importante avance debido al desarrollo de herramientas científicas, famosos descubrimientos como el de las leyes generales de la física y los estudios por algunos ingenieros y científicos. Este impulso

permitió incrementar la altura de las presas y perfeccionar los análisis estructurales, comenzando a construirse presas de gravedad y aun en arco.

Durante la última mitad del siglo XIX se comenzó a desarrollar la construcción de presas en los Estados Unidos, sobre todo por el impulso de la conquista del oeste y la fiebre del oro.

El comienzo del siglo XX, inicio una explosiva carrera de marcas para muchos aspectos de técnica y el conocimiento. Las presas no fueron la excepción. A la sombra de los descubrimientos de nuevos materiales, nuevos procesos de cálculo y técnicas de construcción, se desarrolló la ingeniería de presas permitiendo, sobre todo en los estados Unidos, la aparición de las “grandes presas” caracterizadas por alturas que desde comienzos de la centuria han ido superando los 100 m, imponentes volúmenes de obra, ingeniosos y osados sistemas constructivos y audaces diseños. Comienza a utilizarse el hormigón en masa, se construyen cortinas en arco sumamente esbeltas.

En los últimos cien años, la construcción de presas se vio impulsada por el desarrollo de la generación de electricidad que dio origen al surgimiento de los aprovechamientos hidroeléctricos.

El lento crecimiento de la construcción de presas desde el comienzo de la historia humana, basado en el método de la prueba y el error, se ha transformado vertiginosamente durante el siglo XX. El arte se transformó en ciencia.

2.3 Evolución histórica de las turbinas hidráulicas y su aprovechamiento para la generación de electricidad.

Las turbinas hidráulicas son máquinas cuyo desarrollo no pertenece a las últimas décadas. Hace más de 2000 años que el hombre hace uso de ellas y poco más de un siglo que las principales casas constructoras de Europa, Asia y América realizan un esfuerzo sistemático con el objeto de perfeccionarlas. Su evolución no ha terminado, sino por el contrario, se ha

acelerado en los últimos años ya que las necesidades de energía limpia cada día son mayores y los sitios disponibles exigen turbinas más rápidas, más compactas y sobre todo más eficientes.

La turbina hidráulica cuenta con una historia muy rica y variada y se ha desarrollado como resultado de un proceso evolutivo a partir de la rueda hidráulica. La turbina hidráulica fue usada originalmente para el manejo directo de maquinaria y su uso para la generación de electricidad es comparativamente reciente.

No se sabe con exactitud quién, dónde o hace cuanto tiempo se aprovechó por primera vez la fuerza y energía que posee una corriente de agua, aunque parece probable que la inspiración haya venido de otro uso más antiguo del agua como lo es la irrigación. Para este fin eran empleados diversos medios en los tiempos antiguos para elevar el agua de los ríos a una altura mayor que la de sus márgenes, de donde correría por canales y zanjas a los campos, uno de éstos medios era la rueda persa o *saqia* que es una rueda grande montada en un eje horizontal con cucharas en su periferia. Éstas ruedas pueden verse todavía trabajando en Egipto están acopladas a engranes y son movidas por un búfalo, burro o camello.

La primera alusión literaria al invento fue hecha por *Antipater de Tesalónica* y data de los años 80 a.C. y dice “Dejad vuestra labor vosotras doncellas que trabajáis en el molino... porque *Ceres* ha ordenado a las ninfas del agua que hagan vuestra tarea”. Los romanos conocían y usaban las ruedas hidráulicas como una fuente de fuerza mecánica, y la historia recoge el nombre de *Vitruvius* como el ingeniero que llevó a cabo tal modificación. Se cree que las guarniciones del muro Adriano, tenían unas cuantas ruedas hidráulicas para mover molinos de trigo; pero quizás porque contaban con abundantes esclavos, los romanos no explotaron la energía de la corriente de agua extensamente. En su imperio, el trigo se molía generalmente en molinos de mano, algunos de los cuales se han encontrado en los sitios donde existieron colonias romanas en Inglaterra.

Las ruedas hidráulicas comunes que obran principalmente por el peso del agua, por ser las más elementales y obvias fueron también las primeras turbinas que construyó el hombre. Las primeras ruedas hidráulicas se construyeron posiblemente en Asia, China y la India, hace unos 2200 años; de Asia pasaron a Egipto y desde allí a Europa (unos 600 años después que en Asia) y América. Leonardo Da Vinci, Galileo y Descartes, entre otros, realizaron estudios teóricos y matemáticos sobre las ruedas hidráulicas. El francés *Parent* (1666- 1716) físico y matemático de París y miembro de la Real Academia de Ciencias, estudia por vez primera el funcionamiento de las ruedas hidráulicas, y genialmente prevé que existe una relación óptima entre la velocidad de la rueda y la velocidad de la corriente de agua. Las mejoras hechas a las ruedas comunes dieron como resultado la construcción de las ruedas de impulso y de reacción las cuales presentan la ventaja de aprovechar mejor la energía cinética y, por lo tanto, ser de menor tamaño.

Bernard Forester de Bélidor, un ingeniero hidráulico y militar, escribió (1737-53) el monumental en cuatro volúmenes *Architecture Hydraulique* una compilación descriptiva de información de ingeniería hidráulica de todo tipo. Las turbinas hidráulicas inventadas por Bélidor se apartan de los modelos convencionales, teniendo un eje vertical de rotación y siendo colocadas en una larga cámara cilíndrica de aproximadamente 1 m de diámetro. Esta rueda original tenía una eficiencia de sólo 15 ó 20%. En 1826 la *Société d'Encouragement pour l'Industrie Nationale* ofreció un premio de 6000 francos para cualquiera que tuviera éxito en aplicar a gran escala, en molinos y fábricas, las ruedas hidráulicas con alabes curvos de Belidor.

La rueda hidráulica clásica de eje horizontal fue mejorada por ingenieros como John Smeaton (1724-92) de Inglaterra, quien tuvo a su cargo experimentos con la rueda hidráulica de Bélidor y también jugó un papel importante en el desarrollo del molino de viento y Jean Victor Poncelet (1788-1867) de Francia. Esas mejoras derivaron en ruedas hidráulicas con eficiencias del 60 al 70%.

El inicio de la turbina hidráulica como una tecnología comienza a partir del estudio de las turbomáquinas hidráulicas como una ciencia, esto inicia con *Euler* en 1754 cuando publica

su famosa memoria de Berlín sobre maquinaria hidráulica, en la que expone su teoría de las máquinas de reacción: "*Théorie plus complète des machines qui sont mises en mouvement par la réaction de l' eau*" (Teoría más completa de máquinas que son puestas en movimiento por la reacción del agua). En esta memoria desarrolla Euler por vez primera la ecuación fundamental de las turbomáquinas.

Posteriormente el ingeniero francés *Claude Burdin* (1790-1873), profesor de la escuela de minas de Saint Etienne, en su célebre memoria de la academia de Ciencias desarrolla la teoría "*des turbines hydrauliques ou machines rotatoire á grande vitesse*" (Teoría de turbinas hidráulicas o máquinas rotatorias a gran velocidad) introduce por primera vez la palabra "*turbina*" para el vocabulario técnico. La palabra turbina viene del latín *turbo-inem*, que significa rotación o giro. *Burdin* fue un ingeniero teórico.

Un estudiante de Burdin, *Benoît Fourneyron* (1802-1867) fue un ingeniero práctico, y logró en 1827 construir la primera turbina hidráulica experimental digna de tal nombre. Esta turbina que tuvo un éxito clamoroso, porque era capaz de explotar saltos mayores que los explotables con las antiguas ruedas hidráulicas era radial centrífuga, de inyección total, y escape libre; aunque Fourneyron previó también el tubo de aspiración, cuyo estudio realizó él mismo. Esta turbina contaba con eficiencias del orden del 80%. A lo largo de su vida, Fourneyron construirá un centenar más de turbinas hidráulicas en diferentes partes del mundo.

Las turbinas Fourneyron, aunque famosas, carecían de flexibilidad y sólo eran eficientes sobre un estrecho intervalo de condiciones de operación. S. Howd y U.A. Boyden (1804-79) atacaron este problema, y su trabajo dio lugar al concepto de motor de flujo entrante de James B. Francis (1815-92), por lo que la moderna turbina Francis es el resultado de esta línea de desarrollo. Al mismo tiempo, los ingenieros Europeos tuvieron la idea de máquinas de flujo axial, que hoy son representadas por turbinas de hélice de flujo constante tipo Kaplan.

Justo cuando las ruedas de eje vertical de Bélidor se convierten en las modernas turbinas de reacción de los tipos Francis y Kaplan, los desarrollos de las clásicas ruedas hidráulicas de eje horizontal alcanzan su cima con la introducción de la turbina de impulso.

Desde 1837 las turbinas hidráulicas de *Henschel* y *Jonval* compiten con las de *Fourneyron*, tuvieron la concepción teórica de la rueda centrípeta. Otras turbinas hidráulicas anteriores al siglo XX fueron la de *Fontaine*, y sobre todo la desarrollada en 1851 por *Girard*, que era de acción de inyección total y que alcanzó una notable difusión en Europa. Los tipos mencionados no son los únicos, y, aunque algunas de estas turbinas han logrado sobrevivir y aún siguen en funcionamiento, han dejado de construirse por su rendimiento bajo sobre todo en cargas parciales de (70-75% a plena carga hasta 50-55% a 50% de la carga), velocidad de giro muy reducida, y, como consecuencia, potencia por unidad muy baja.

A principios del siglo pasado aparecen las turbinas hidráulicas de gran velocidad, en 1905 en USA surgen turbinas hidráulicas de 7360 kW girando a 250 rpm (turbinas Francis gemelas), en 1915 se crea la Turbina Kaplan, entre 1918 y 1970 aparecen las turbinas Banki, Turgo, Deriaz y Bulbo.

A grandes rasgos se puede resumir así el desarrollo de las turbinas hidráulicas: El siglo XVIII es el siglo de su gestación, el siglo XIX el de su desarrollo como tecnología (en este siglo nacieron en América las Turbinas *Pelton* y las Turbinas *Francis*) y el siglo XX el de su perfeccionamiento y su aprovechamiento a gran escala..

En nuestros días las modificaciones que se le hacen a las turbinas hidráulicas están relacionadas con que éstas sean más amigables con el medio ambiente.

2.4 Clasificación de las centrales hidroeléctricas.

Entre centrales hidroeléctricas existen diferencias debidas a las características propias de diseño, del lugar de ubicación, de la capacidad y de la forma de utilizar el agua proveniente del río.

Una primera clasificación se da al distinguir centrales que utilizan el agua según discurre normalmente por el cauce del río o aquellas otras en que el agua les llega desde un lago o pantano, es decir centrales de agua fluente y centrales de agua embalsada respectivamente.

Las centrales de agua fluente se construyen en los lugares en que, la energía hidráulica puede utilizarse en el instante que se dispone de ella para accionar las turbinas hidráulicas, prácticamente no cuentan con reserva de agua, oscilando el caudal suministrado según las estaciones del año, un esquema de este tipo de centrales se muestra en la figura 2.3.



Figura 2.3. Esquema de una central de agua fluente.

En las centrales de agua embalsada el agua de alimentación proviene de grandes lagos o pantanos artificiales, conocidos como embalses, conseguidos mediante la construcción de una presa. Un embalse es capaz de almacenar los caudales de los ríos afluentes, llegando en ocasiones, a elevados porcentajes de captación de agua. El agua embalsada se utiliza, según demanda, a través de conductos que se encausan hacia las turbinas. En la figura 2.4 (a) se presenta una central de agua embalsada con la casa de máquinas al pie de la presa y en la

figura 2.4 (b) se presenta un esquema de una central de agua embalsada que utiliza un tipo de aprovechamiento llamado por derivación de agua.

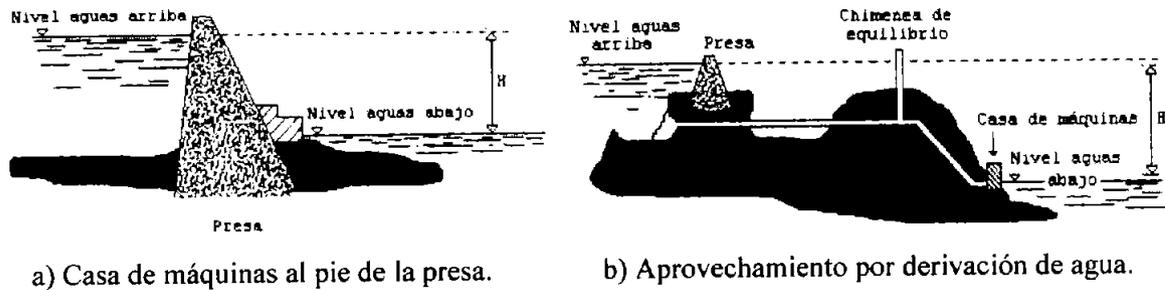


Figura 2.4 Centrales de agua embalsada.

A su vez, dentro de las centrales de agua embalsada tenemos centrales de regulación y centrales de bombeo. Las primeras son centrales con posibilidad de almacenar volúmenes de agua en el embalse por períodos de tiempo más o menos prolongados. Al poder embalsar agua durante determinados períodos de tiempo, días, semanas, meses o año seco, etc., prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, regulándose éstos convenientemente para la producción de energía. Éste tipo de centrales se adaptan muy bien para cubrir las horas pico de consumo.

Las centrales de bombeo suelen denominarse centrales de acumulación, ya que se trata de centrales que acumulan caudales mediante bombeo, con lo que, su función la podemos comparar a la de acumuladores de energía potencial, un ejemplo de este tipo de centrales se puede apreciar en la figura 2.5. Para cubrir la misión que da su nombre a estas centrales se recurre a dos sistemas distintos. Uno de los procedimientos consiste en dotar al mismo tiempo de una turbina y una bomba, ambas máquinas con funciones claramente definidas e independientes entre sí. El otro método, se basa en la utilización de una turbina reversible, que según necesidades, puede funcionar como una turbina o como una bomba centrífuga.

Según la relación con la altura del salto de agua existente o desnivel las centrales se pueden dividir en centrales de alta, media y baja presión. Entre las centrales de alta presión se encuentran incluidas aquellas cuyo valor de salto hidráulico es superior a los 200 m y los caudales desalojados son relativamente pequeños, alrededor de $20 \text{ m}^3/\text{s}$ por máquina, se

presenta un esquema de este tipo de centrales en la figura 2.6. Se utilizan, exclusivamente turbinas Pelton y turbinas Francis, que reciben el agua a través de condiciones de gran longitud.

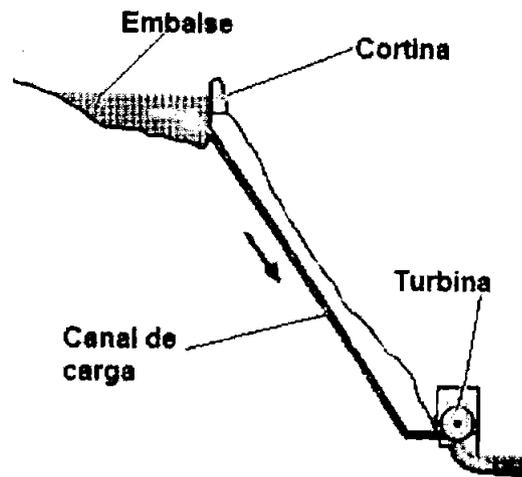


Figura 2.5 Central de alta presión.

Se consideran centrales de media presión las que disponen de saltos hidráulicos comprendidos entre 200 y 20 m aproximadamente, desaguando caudales de hasta $200 \text{ m}^3/\text{s}$ por cada turbina, el esquema de las centrales de media presión se muestra en la figura 2.7. Éste tipo de centrales dependen de embalses relativamente grandes, formados en valles de media montaña y preferentemente se utilizan turbinas de tipo Francis y Kaplan, pudiendo utilizarse de turbinas Pelton para los saltos de mayor altura, dentro de los márgenes establecidos.

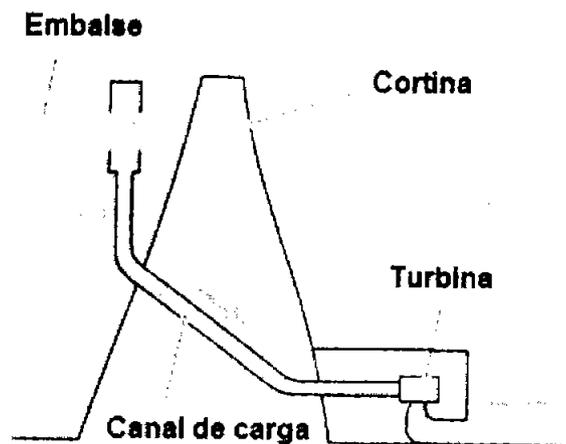


Figura 2.6 Centrales de media presión.

En la figura 2.8 se muestra un esquema de lo que se denomina centrales de baja presión, son asentadas en valles amplios de baja montaña, el salto hidráulico es inferior a los 20 m y estando alimentada cada máquina por caudales que pueden superar los 300 m³/s. Para estas alturas y caudales, resulta apropiada la instalación de turbinas Francis y, especialmente, las turbinas Kaplan.

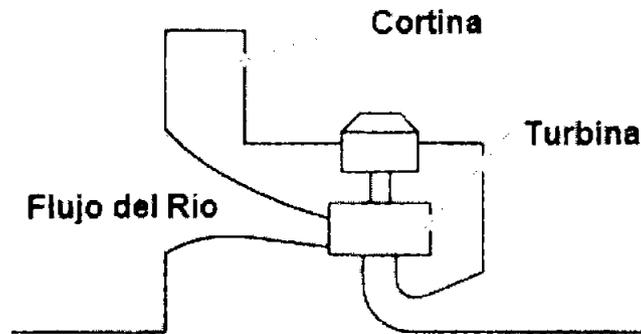


Figura 2.7 Centrales de baja presión.

Respecto a la clasificación de las pequeñas centrales, aun no existe una convención mundial aceptada respecto a nombres y rangos de potencia en este tipo de centrales de generación. En algunos países una pequeña central puede ser aquella cuya potencia instalada no rebase los 10 MW, en algunos otros esta denominación es para centrales de no más de 2 ó 5 MW.

En México esta clasificación de acuerdo a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica será una pequeña central aquella cuya capacidad instalada se encuentre entre 5 y 30 MW, mini-central la que sea mayor de 1 MW y menos a 5 MW y una micro-central la de una capacidad instalada menor a 1 MW

También se pueden incluir como minicentrales: las *Centrales de canal hidráulico*, cuando se aprovecha el volumen de agua que transporta un canal, obligándole a circular por una tubería forzada donde gana velocidad, para turbinarla y ser devuelta al canal, *Central de pie de presa*, la cual consiste en turbinar el agua que, retenida en un embalse preexistente para diversos usos distintos del hidroeléctrico, es liberada en los periodos de desembalse y generar energía, y *Central de derivación*, que consiste en el desvío del caudal de un cauce

fluvial y la transformación de la energía potencial del mismo en energía cinética, y por lo consiguiente eléctrica, mediante la diferencia de altura conseguida.

2.5 Presas.

Una presa es un conjunto de estructuras que actúan como barrera, interrumpiendo la libre circulación del agua a través de sus cauces normales. Las presas se construyen para conseguir una doble finalidad:

- Obtener una elevación del nivel del agua, formando un desnivel en el cauce de un río, que se denomina salto.
- Crear un depósito para almacenar y regular la utilización del agua.

Las principales aplicaciones para las que se destinan las presas son para el abastecimiento de agua a poblaciones, riego, regulación y distribución de caudales, contra inundaciones y contra azolves, pero además, algunas presas son utilizadas para la generación eléctrica.

Una presa consta, en general, del vaso, la cortina, obras de desvío, obras de toma y obras de excedencia. En la cortina de una presa se identifican cuatro zonas estructurales como la es la cimentación, estribos, coronación y paramentos, las cuales se muestran en la figura 2.9.

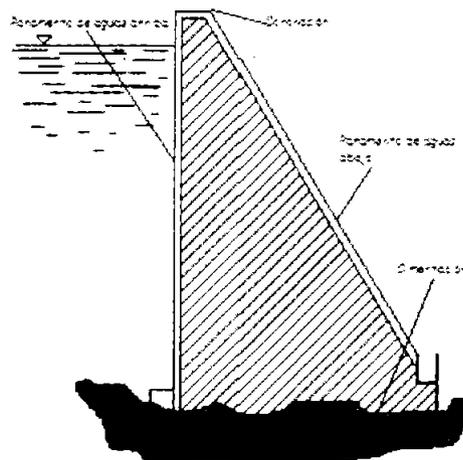


Figura 2.8 Zonas estructurales de una cortina.

La cimentación es la base sobre la que descansa la mayor parte de la presa, debe presentar rugosidad adecuada para contrarrestar la tendencia al deslizamiento, así como la suficiente impermeabilidad, a fin de evitar filtraciones y subpresiones. Los estribos también conocidos como apoyos laterales, son las zonas extremas de la presa que realizan el cierre, incrustándose en el terreno de las orillas.

La coronación es la zona más elevada de la obra. Esta formada, generalmente, por un camino accesible para personas y vehículos de la instalación, sirviendo de asentamiento a distintos equipos. Los Paramentos son las superficies de la cortina, se distinguen el paramento aguas arriba (dorso), el cual corresponde a la superficie que recibe la corriente y la presión del agua, estando en contacto directo con la misma; y el paramento aguas abajo (talud) es la superficie opuesta a la anterior.

Existe una amplia clasificación de las cortinas basadas en su altura, aplicación, materiales utilizados y forma adoptada.

2.5.1 Clasificación de la cortina.

Se entiende por cortina una estructura que es colocada en el lecho de un río de forma transversal a la corriente, como obstáculo al flujo del mismo, con el objeto formar un almacenamiento o una derivación.

Según su altura se pueden clasificar en Bajas, cuando su altura es menor a los 15 m, y en Altas, cuando su altura rebasa los 15 m según la Comisión de Internacional de Grandes Represas (ICOLD). Según su propósito pueden ser vertedora y no vertedora, según los materiales con que son construidas se clasifican como de materiales sueltos y de hormigón o concreto. A su vez según su configuración las cortinas de hormigón se clasifican en, cortinas de gravedad, contrafuertes, arco, bóveda, arco-gravedad y arcos-múltiples.

Las cortinas de materiales sueltos, también denominadas como de tierra, se realizan sobre un terreno con suficiente grado de impermeabilidad al agua, situando una pantalla impermeable en el paramento aguas arriba, o formando un núcleo central, completándose la

estructura con relleno de tierra, piedras, capas de escollera, etc., estando todo el conjunto convenientemente apisonado y compactado para poder resistir el empuje del agua.

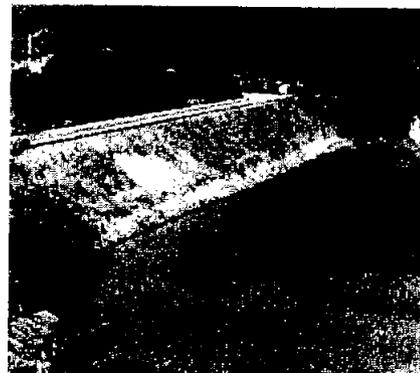
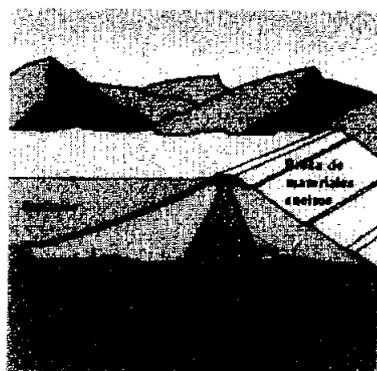


Figura 2.9 Cortina de Materiales sueltos

Las cortinas de hormigón o concreto, son construidas de hormigón en masa, cemento y grava solamente; o en casos especiales de hormigón armado, mediante barras de acero.

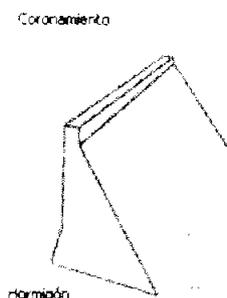


Figura 2.10 Cortina de hormigón o concreto

El término cortina de gravedad se utiliza para denominar a las cortinas de concreto o mampostería, las cuales resisten el sistema de fuerzas que les son impuestos, tales como acciones de vuelco y deslizamiento sobre cimientos, debidas al empuje del agua, principalmente por el peso propio de ellas mismas.

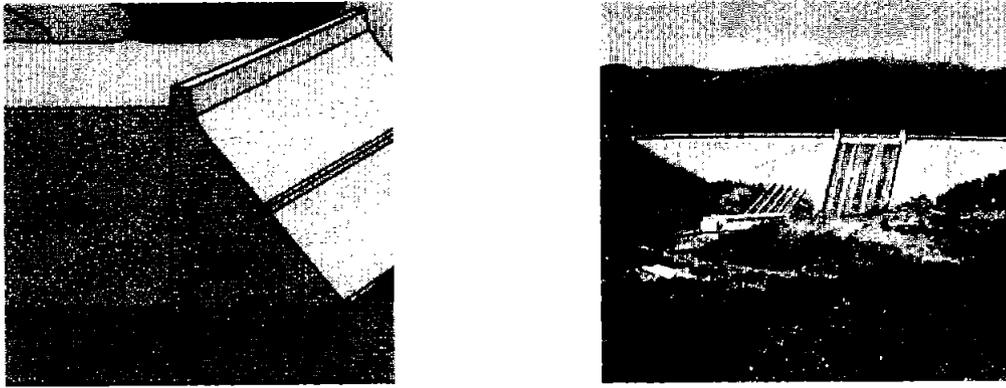


Figura 2.11 Cortinas de Gravedad.

Las cortinas de contrafuertes comprenden dos elementos estructurales principales: una cubierta inclinada que soporta el empuje hidráulico y contrafuertes que soportan la cubierta y transmiten las cargas a la cimentación a lo largo de los planes verticales. Las cortinas de este tipo también conocidas como cortinas aligeradas ya que con ella se economizan materiales.

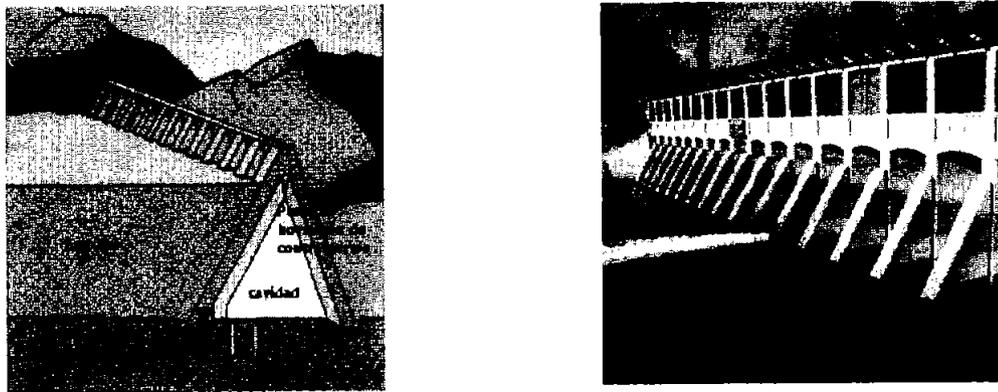


Figura 2.12 Cortinas de Contrafuertes.

El término cortina de arco se usa para designar una estructura curva que es realizada de concreto o de mampostería y la cual presenta una convexidad hacia aguas arriba; ésta estructura adquiere la mayor parte de su estabilidad al transmitir la presión hidráulica y las cargas adicionales, por acción del arco, a las superficies de la cimentación.



Figura 2.13 Cortina de arco.

La determinación del tipo de cortina más conveniente, para un sitio determinado, involucra la consideración de muchos factores, entre los que generalmente tienen importancia se encuentran las condiciones del sitio, factores hidráulicos, condiciones de tránsito y condiciones climáticas.

2.6 Turbina hidráulica.

2.6.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas.

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar, dependiendo de varios factores, como sigue:

1. Por la acción del agua sobre los álabes de la turbina se clasifican en turbinas de acción y en turbinas de reacción.
2. Por la dirección del flujo del agua se pueden clasificar las turbinas en turbinas de flujo tangencial, de flujo Radial, flujo axial y flujo mixto.
3. Por la posición del eje de las turbinas se pueden clasificar en turbinas de eje vertical y turbinas de eje horizontal.
4. Por la caída del agua las turbinas se clasifican en turbinas de gran caída, de media y baja caída.

En las turbinas de acción el agua que entra por las boquillas de inyección se inyecta directamente a una serie de cangilones que se encuentran en la periferia de la rueda polar, de manera que la energía de la presión del agua se convierte totalmente en energía cinética.

La mayoría de las turbinas de acción son de eje horizontal y se utilizan en grandes alturas. Las turbinas Pelton, Turgo y Cross Flow son turbinas de acción.

-*Turbina Pelton*: Empleada para flujos bajos y saltos relativamente altos.

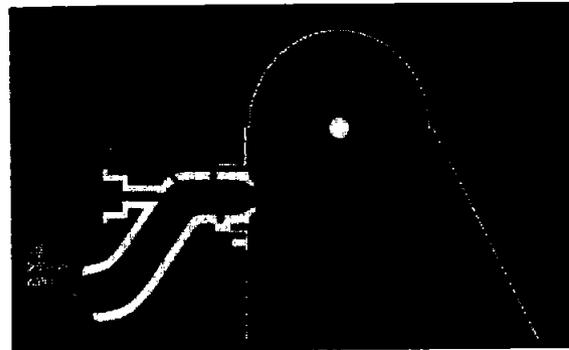
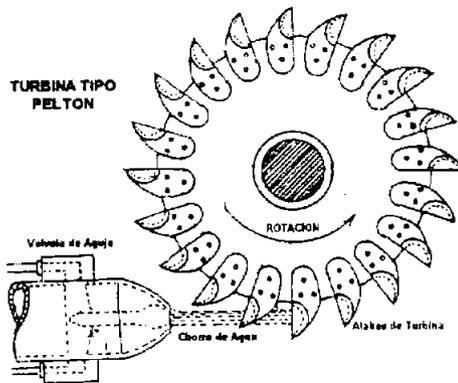


Figura 2.14 Turbina Pelton.

-*Turbina Turgo*: Empleada para flujos y saltos medianos.

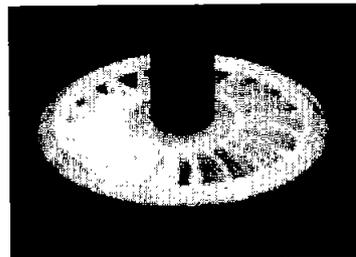


Figura 2.15 Turbina Turgo.

-*Turbina Cross-flow*: Utilizada para flujos grandes y saltos pequeños.

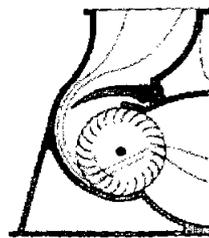


Figura 2.16 Turbina Cross Flow

En las turbinas de reacción el agua entra alrededor de toda la periferia de la rueda polar, permaneciendo ésta todo el tiempo llena de agua, que actúa sobre la rueda y que se encuentra a una presión mayor que la atmosférica. Las turbinas de reacción pueden ser de eje horizontal y de eje vertical, correspondiendo ésta último caso a los de mayor potencia. Las turbinas de reacción se usan para medias y bajas caídas. Este tipo de turbinas esta representado por las turbinas Kaplan, Francis y Davis.

-*Turbina Kaplan*: Empleada para saltos pequeños y medianos.

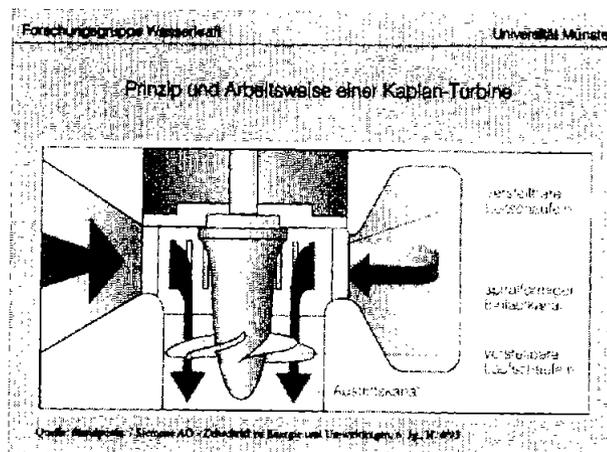


Figura 2.17 Turbina Kaplan.

-*Turbina Francis*: Utilizada en saltos medianos.

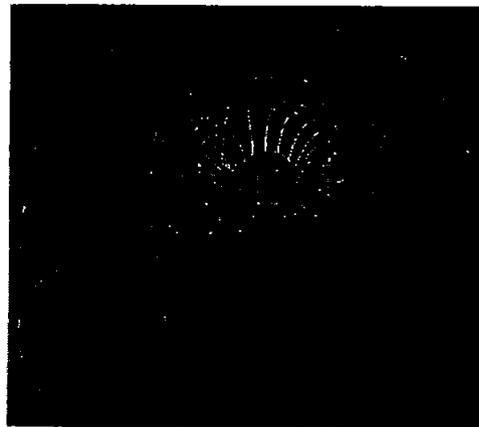


Figura 2.18 Turbina Francis.

-Turbina Davis: Utilizada para velocidad y profundidad del río.

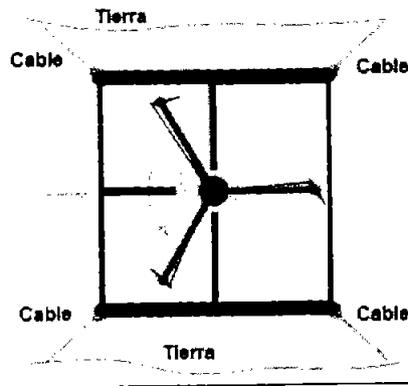


Figura 2.19 Turbina Davis

Los tipos de turbinas más utilizados para pequeños recursos hidráulicos son las turbinas Pelton de eje horizontal, la turbina Banki, también llamada de flujo transversal y la turbina Francis. La elección del equipo adecuado depende fundamentalmente de la disponibilidad del recurso hidráulico, las características geográficas del lugar y la demanda de potencia.

2.7 Modificaciones por restricciones ambientales.

A pesar que las centrales hidroeléctricas presentan beneficios que las hacen una tecnología digna de consideración, también presenta desventajas que no pueden dejarse de considerar y que han hecho de la hidroelectricidad un tema polémico.

Las obras de ingeniería necesarias para el aprovechamiento de la energía hidráulica tienen una duración considerable, pero a pesar de ello existen varios factores que ponen en riesgo ese tiempo de duración, como ejemplo tenemos los sedimentos que llegan al embalse.

La sedimentación es el impacto de mayor importancia para la vida de un embalse ya que tiene una influencia directa sobre el costo, y la viabilidad del proyecto hidroeléctrico. Los problemas comunes en la sedimentación del embalse son causados por la transportación de altas concentraciones de partículas suspendidas en el cauce del río que alimenta el embalse,

lo que modifica la calidad del agua contenida en el embalse, dependiendo del tipo de sedimento que se trate, y hace que el embalse se vaya azolvando, lo que lleva a una pérdida de capacidad de almacenamiento.

Este problema ha llevado a ir modificando las obras de ingeniería con el objeto de evitar la acumulación de sedimentos dentro del embalse. Entre las modificaciones se encuentran la adición de una compuerta a la cortina, la cual se abre y se liberan los sedimentos acumulados, presas pequeñas a la entrada del vaso para evitar que sedimentos gruesos lleguen al embalse, dependiendo del lugar en donde se encuentre el embalse se pueden construir estructuras que desvíen los sedimentos y estructuras que permitan el paso del sedimento a través del embalse sin que éste llegue a depositarse dentro de él.

En lo que se refiere a las turbinas hidráulicas, éstas son parte del problema que se tiene con que la cortina representa una barrera y que muchas especies, principalmente de peces, no se puedan transportar río abajo modificando su modo de subsistencia, se estudia realizar modificaciones que permitan el paso de peces a través de ellas.

Son muchas las consideraciones que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una presa, en los últimos años ha cobrado mayor importancia el factor ambiental. No basta con aprovechar al máximo las características de un sitio propicio para un embalse, si no es importante producir los menores impactos ambientales posibles.

En el capítulo tercero se tratarán los impactos ambientales y sociales que se generan por la creación de un embalse y las principales acciones que se pueden llevar a cabo para aliviar esos impactos.

CAPITULO 3

Impactos Ambientales y Sociales registrados en Centrales Hidroeléctricas y sus respectivas medidas de Mitigación.

3.1 Introducción

Entre los beneficios directos que pueden justificar la construcción de presas se encuentra el hecho de que representan un importante medio para satisfacer necesidades de agua y energía eléctrica. Durante muchos años los impactos ambientales y sociales han estado en segundo plano en comparación a los aspectos técnicos y los beneficios que sin duda han representado para un país. En los últimos 50 años se han destacado los problemas que representan este tipo de obras y recientemente organismos internacionales como el Banco Mundial y la Comisión Mundial de Represas han empezado a interesarse por reglamentar en el mundo la atención de los aspectos socio-ambientales.

La evaluación de impactos ambientales tiene por objeto identificar, analizar y proyectar los cambios que se pueden producir en el ambiente por la ejecución de obras de desarrollo, estableciendo si los beneficios totales esperados justifican los efectos adversos posibles. Dicha evaluación permite realizar las modificaciones convenientes al proyecto e incluso llegar a cancelarlo. De ahí la importancia que este tipo de estudios se realicen desde la planeación de un proyecto.

Para realizar una mejor evaluación de los impactos que se producen en una central hidroeléctrica se sugiere separarlos en dos grupos:

- Impactos biofísicos
- Impactos socioeconómicos.

El principal impacto biofísico de los proyectos hidroeléctricos es la inundación de hábitats terrestres y perturbación de hábitats acuáticos con el embalse de la presa. Aunque en la actualidad la sedimentación de embalses se considera un problema ambiental y sus consecuencias ambientales en embalses van más allá de la regresión de deltas (desniveles) o disminución en la capacidad de almacenamiento ya que afectan o pueden afectar al funcionamiento general de los embalses como ecosistemas acuáticos. La retención de sedimentos también puede provocar regresión de la línea de la costa e impedir el paso de materia orgánica asociada a los sedimentos, lo cual afecta al ecosistema acuático río abajo de la cortina.

La reubicación involuntaria de poblaciones enteras alojadas en las tierras que serán inundadas por el embalse, es considerada como uno de los impactos sociales más conmovedores por la opinión pública. Dichos desplazamientos conllevan a expropiaciones de tierras y viviendas y que implican un impacto socioeconómico, pues escasas veces se produce una compensación a precio de mercado en otras condiciones.

Muchos de los impactos que se originan por la construcción y operación de una hidroeléctrica pueden ser evitados o minimizados si se cuenta con una adecuada planeación o si se implementan acciones que mitiguen o alivien los impactos que no pueden ser evitados. En general, el propósito de decidir implementar esas medidas, tanto ambientales como sociales, en proyectos hidroeléctricos es el de evitar o minimizar los efectos adversos originados por su construcción y operación, estas medidas se pueden clasificar en cuatro categorías como lo son medidas preventivas, de alivio, de compensación y de intensificación relacionadas con proyectos hidroeléctricos [IEA, 2000].

3.2 Impactos ambientales y sociales registrados en Centrales Hidroeléctricas.

El embalse genera los impactos ambientales de mayor extensión, duración y magnitud que tienen las centrales hidroeléctricas en todo su ciclo de vida, en primera por que a nivel

humano ocasiona prácticamente la extinción de la vida no acuática en el área ocupada por el embalse, a nivel social provoca el desplazamiento de los habitantes, a nivel físico genera la retención de sedimentos, entre otros impactos que se detallarán más adelante. Los impactos ambientales son directamente proporcionales al área inundada, por lo tanto, proyectos hidroeléctricos con menor área inundada tendrá menos impactos.

Los principales impactos derivados de la hidroelectricidad no son propiamente debidos a la generación de electricidad, sino debido a las diferentes etapas de construcción de la central, en las que se presentan efectos negativos al ambiente, sin embargo, son impactos generalmente temporales y se puede tener una rápida recuperación, especialmente en pequeños proyectos. Las principales actividades que se presentan durante la construcción y que tienen repercusiones al ambiente son:

- Obras de infraestructura.
- Obras de desvío.
- Obras de contención.
- Construcción del vertedor.
- Obras de toma.
- Construcción de tuberías a presión.
- Subestación.
- Galerías de oscilación y desfogue.
- Casa de máquinas.
- Montaje de equipos electromecánicos.
- Desfogue.

La construcción de estas obras tienen efectos sobre la calidad del aire, calidad del agua, sobre la flora y la fauna regional, pero se puede decir que son de carácter temporal. Estos impactos son originados debido principalmente a:

- La creación de caminos de acceso tanto al sitio donde se llevará a cabo el proyecto como a los bancos de material; este hecho representa un impacto sobre la fauna y flora del lugar.
- Por lo general es necesario construir campamentos, servicios colaterales y áreas de esparcimiento para los trabajadores que se emplearán. El impacto que se puede derivar es tanto ambiental como social, ya que se afectará el ecosistema natural del lugar y a los pobladores cercanos a este sitio.
- Durante las obras de desvío del río, la construcción de las ataguías, la cortina y los diques, se presenta un cambio en la calidad del agua, es decir se produce una contaminación al río por los sedimentos debidos a las actividades de excavación y nivelación.

A continuación se tratarán los impactos que representan modificaciones definitivas al entorno y que presentan impactos irreversibles debidas a la existencia del embalse.

a) Impactos Biofísicos.

El principal impacto biofísico se produce debido a la creación del embalse, en lo que se refiere al medio terrestre se provoca una disminución en la flora y fauna y en cuanto al medio acuático, al disminuir la cantidad de agua corriente se destruyen hábitats de organismos característicos del río, ocasionando que las poblaciones de peces se vean desplazadas aguas arriba o aguas abajo del embalse disminuyendo la cantidad y el tipo de peces, aunque también pueden ser beneficiadas del gran cuerpo de agua ya que en algunos casos se produce un incremento en la cantidad de estas.

Con la creación del embalse la biodiversidad del sitio se ve afectada, se entiende por el término *diversidad biológica* la cantidad de organismos vivientes de todas las fuentes, incluyendo *inter alia*, terrestre, marinos y otros ecosistemas acuáticos y la complejidad ecológica de la que son parte; esto incluye diversidad en la misma especie, entre especies y de ecosistemas [IEA, 2000]. Como podemos observar en la definición anterior al hablar de biodiversidad estamos hablando de todos los organismos vivientes a nivel micro y macro,

así como de la gran diversidad de ecosistemas que se tienen en la zona y que son afectados por la creación del embalse.

Uno de los principales problemas biofísicos que presenta el embalse de una presa es su sedimentación ya que tiene influencia sobre varios factores como lo es la calidad del agua y la disminución de la vida útil de la presa. Se estima que alrededor de 50 km^3 de sedimentos se almacenan detrás de las cortinas de todo el mundo cada año, esto equivale al 1% del almacenamiento global de las presas y en total cerca de $1,100 \text{ km}^3$ de sedimentos se han acumulado, ocupando casi la quinta parte de su capacidad global de almacenamiento [Mahmoos, 1987].

La calidad del agua dentro del embalse se ve afectada debido a problemas como la disminución de oxígeno disuelto, a la descomposición de la materia orgánica inundada, a la estratificación térmica y a cambios en la temperatura del agua. El incremento en la turbiedad del agua está asociado a la erosión de la cuenca, a la concentración de desperdicios y contaminantes debidos a los sedimentos provenientes de la cuenca y el embalse, la eutrofización¹ debido a la proliferación de plantas acuáticas flotantes y proliferación de enfermedades causadas por el agua estancada.

También aguas abajo se presentan impactos debidos a la calidad del agua, entre las cuales destacan la modificación del régimen térmico, la falta de sedimento orgánico, la supersaturación de gas metano y modificación en el régimen de flujo.

La operación de una planta hidroeléctrica generalmente involucra modificaciones al ciclo hidrológico río abajo del embalse ya que la planta puede no tener una producción constante de energía. Esto puede significar una variación horaria dramática en la cantidad de agua que se vierte de regreso al cauce. Además ciertos proyectos implican la desviación del río, modificando el ciclo hidrológico tanto aguas arriba como aguas abajo del embalse a través de la reducción del caudal río abajo del sitio desviado y al incremento proporcional de los flujos del río a lo largo de las rutas de desviación. Sin embargo, ríos con un flujo reducido o

¹ Disminución de la cantidad de oxígeno contenido en el embalse.

aumentado, todavía siguen un ciclo hidrológico natural. Las estructuras de control río abajo y el régimen de flujo son diferentes al desagüe natural.

Debido a la generación de energía se producen modificaciones físicas y biológicas aguas abajo. Las repercusiones físicas se deben a la reducción del flujo máximo e incremento del flujo mínimo cuando se regula la descarga, la cuenca y el fondo del río se erosionan. Si se tienen pequeñas variaciones en el nivel del agua, debido a la operación de la planta y al ciclo natural del agua, la erosión es baja tanto en la cuenca como en el fondo del río y si en un periodo corto de tiempo hay gran variación en los niveles de agua, debido a la operación de la planta y al ciclo natural del agua, la erosión de la cuenca aumenta así como la del fondo del río.

La ocurrencia o no de repercusiones biológicas depende de la importancia de las modificaciones físicas y cuando éstas suceden se observan efectos como cambios en la calidad del agua, pérdida o desestabilización de la vegetación ribereña y de hábitats acuáticos, pérdida de lugares de desove y cría para peces debido a cambios en el régimen de flujo y fluctuaciones en los niveles de agua, pérdida de recursos acuáticos así como pérdida de tierras de cultivo asociado con la inundación de áreas.

Las presas crean obstáculos para el movimiento de migración de peces y para la corriente del río. Estas barreras pueden reducir los accesos a los sitios de desove, factor principal para un decremento en las poblaciones migratorias y en la fragmentación de poblaciones de peces no migratorias. La mayoría de los embalses hidráulicos constituyen una amenaza para peces durante las migraciones aguas abajo, causando mortalidad o heridas [Trussart, 2002].

b) Impactos socioeconómicos.

El impacto social de las construcciones hidráulicas va a variar en función tanto de las características del proyecto que se trate como de las características concretas del medio social en el que se ubica. Un mismo tipo de proyecto puede producir un impactos diferentes

tanto en el ámbito ambiental como social, ya sea mayor o menor, según su localización, pudiendo llegar incluso a cambiar la dirección o signo, es decir que un mismo impacto en un lugar puede ser negativo mientras que en otro puede ser positivo.

Para analizar el impacto social que se origina de la construcción de una central hidroeléctrica es necesario considerar la población como una base demográfica, es decir el área geográfica en cuanto a sus recursos naturales básicos, sus bases biofísica y económica, así como la estructura social y cultural. Todo ello planteado desde una visión global histórica del área, que permite valorar el impacto social en perspectiva.

Un impacto social importante se da cuando este tipo de obras conllevan al desplazamiento involuntario de población, el desalojo y la reubicación involuntaria lo que significa un trauma social ya que se presenta una ruptura de los patrones culturales y sociales de comportamiento, se presenta el fenómeno conocido como refugiados ambientales debidos a proyectos relacionados con la generación de energía, que en los últimos 10 años han desplazado a 80 millones de personas [Lieberman, 2000].

Antes, durante y después de la construcción de las presas, la gente, familias enteras sufren la ruptura de sus hogares y ámbitos sociales con grandes consecuencias a nivel individual, familiar y comunitario- Los grupos desalojados muchas veces sufren la separación de grupos familiares y comunitarios, que además de la pérdida cultural involucrada, produce las pérdidas de sus sistemas de referencia y roles sociales provocando alteraciones psicológicas, de conducta social, etc. Esto lleva en definitiva a violencia y aumento de los índices de suicidio. Estos grupos no cuentan con instrumentos para combatir este hecho, evitarlo o siquiera mitigarlo [Perdomo, 2002].

El desplazamiento de población puede tener también efectos en términos estrictamente demográficos, si la población desplazada tiene un alto grado de envejecimiento es muy diferente a si es población activa. Al no poder realizar las mismas actividades en su nuevo lugar de residencia, la gente joven tiene más facilidad de emigrar a otras ciudad ante la falta de expectativas de trabajo que las personas mayores [Pardo, 1998].

En pocas ocasiones la relocalización de los pobladores en otros lugares se lleva acabo en poblados que serán exclusivos para ellos y en la mayor parte de las veces la reubicación se lleva acabo en poblados ya establecidos. Esto conlleva a inadecuadas condiciones de vida y la imposibilidad del reajuste apropiado para la integración con los nuevos vecinos y el logro de nuevas formas de sustento. También pueden darse situaciones de desarraigo y de segregación, así como problemas de aceptación entre los pobladores nuevos y los anteriores. El que se tenga un impacto mayor o menor de tipo económico, social, cultural se deberá al lugar de la ubicación en el municipio, el tipo de edificación que se haga para que habiten y a si varios de los pobladores reubicados van a estar concentrados en un mismo lugar.

Además de los desplazados y lugareños, otras personas también se ven afectadas por la construcción de la presa como lo son los habitantes residentes aguas abajo. Estas personas, frecuentemente son abandonadas en la evaluación del proyecto porque se asume que ellos serán beneficiados por el mismo, pero las evidencias indican que hay impactos negativos significativos.

En proyectos hidroeléctricos anteriores se ha observado que la enorme cantidad de trabajadores que acudieron de otras zonas dieron lugar al fenómeno de migración inducida, también conocida como migración no planificada, que implicó el desborde de la capacidad física y social de las comunidades vecinas, lo que conlleva a condiciones de pobreza, falta de empleo y recursos por las falsas expectativas laborales y de producción.

En éste tipo de proyectos se ha observado que las condiciones de hacinamiento, la promiscuidad, la falta de higiene y la alimentación inapropiada contribuyen a un cuadro de proliferación de enfermedades de índole sexual, parasitaria y aquellas asociadas al agua. Enfermedades como malaria, Schistosomiasis, Onchocerciasis entre otras son las principales protagonistas y generan cuadros difíciles de controlar, pudiendo afectar no sólo las poblaciones vecinas al embalse sino también lugares remotos dependiendo de la forma en que se propaga cada una. La calidad del agua del embalse y aguas abajo de la represa tiene fundamental importancia en este punto.

La pérdida de la biodiversidad de las tierras desalojadas que sustentan la vida cotidiana de las comunidades hasta el momento del desarraigo afecta directamente los patrones usuales a nivel de salud, higiene y nutrición ya que al perder las especies vegetales y animales que sustentan sus medicinas tradicionales, el grupo queda impotente para compensar las necesidades del grupo en términos sanitarios.

Económicamente se presenta una alteración o pérdida de los recursos de pesca, caza y sistemas de cultivo aguas abajo de la presa, en general soporte de la forma de vida de las comunidades ribereñas así como la alteración de los sistemas productivos normales y de las fuentes de empleo típicas de la región.

3.3 Principales acciones que se pueden tomar para prevenir o corregir impactos producidos por una central hidroeléctrica.

El hecho de que los impactos ecológicos y de reacomodo de poblaciones sean considerados como los más afectados por una obra hidroeléctrica se debe en parte a la falta de políticas definidas y a la improvisación de soluciones; actualmente es de interés llevar a cabo estudios sobre impactos ecológicos y sociales que puede provocar el proyecto hidroeléctrico desde sus primeras etapas. Como se sabe la naturaleza y magnitud de los impactos son específicas del sitio donde se ubicará el embalse y varían significativamente de un proyecto a otro, sin embargo muchos de los impactos pueden ser razonablemente mitigados si el proyecto está planeado y diseñado correctamente. A continuación se presentarán las principales medidas de mitigación que se han encontrado en la literatura internacional, utilizadas para prevenir o minimizar impactos en centrales hidroeléctricas y en general en cualquier embalse.

En general, las medidas de alivio de impactos ambientales debidos a la construcción de la infraestructura de un proyecto se clasifican en las siguientes categorías:

- *Medidas para prevenir los impactos:* son implementadas en la etapa de planeación y diseño del proyecto, para eliminar o aminorar los impactos adversos de manera anticipada.
- *Medidas de mitigación:* son utilizadas para eliminar una fuente de impacto o reducir su intensidad en un área óptima o aceptable.
- *Medidas de compensación:* buscan compensar los impactos que no pueden ser mitigados o los impactos residuales del proyecto después de la implementación de las medidas de mitigación.
- *Medidas de intensificación:* son utilizadas para mejorar las condiciones ambientales o sociales, las cuales no son directamente afectadas por el proyecto. Estas medidas podrían ser implementadas fuera del área de estudio. Para que sean eficientes estas medidas, deben ser definidas en cooperación con todos los involucrados.

A continuación se presentarán las principales acciones que se han encontrado en la literatura internacional, utilizadas para prevenir o minimizar los impactos biofísicos y sociales producidos por grandes embalses, principalmente los utilizados para la generación de electricidad.

a) Medidas de mitigación para Impactos Biofísicos.

Como se ha mencionado previamente, el principal impacto biofísico se debe al llenado del embalse y se considera que la acción más efectiva para prevenir este impacto es el aminorar las áreas que serán inundadas al máximo por unidad de energía producida, sobre bases técnicas, económicas y ambientales; para prevenir efectos al ambiente, especialmente en climas tropicales y subtropicales, y también se recomienda que la residencia del agua en el embalse sea lo más breve posible. [IEA, 2000].

Como una medida de mitigación y de compensación se pueden implementar programas de pesquerías en el embalse ya que generalmente constituyen un buen hábitat para peces, sin embargo, los impactos para la fauna acuática serán percibidos positivamente sólo si se involucran especies que son valiosas por su uso comercial y si no se manifiestan los niveles de contaminación en el pez debidos a disminución en la calidad del agua del embalse.

En la literatura internacional se han identificado medidas de mitigación y compensación para remediar los efectos producidos por el llenado del embalse, las cuales se mencionan a continuación [Trussart, 2002, IEA, 2000].

Programas para restaurar hábitats terrestres.

- Protección de un área de terreno equivalente o mejor en términos ecológicos al área que se pierde por el embalse.
- Conservación de un área contigua al embalse para propósitos ecológicos y prevención de erosión.
- Creación de reservas ecológicas con rigurosas medidas de protección.
- Conservación del bosque en algunas áreas inundadas para la cría de aves acuáticas.
- Aumento de islas en el embalse con propósitos de conservación.
- Limpieza parcial de las zonas de madera antes de la inundación.
- Desarrollo o mejora de áreas para el anidamiento de pájaros.

Medidas para promover la vegetación o el control de erosión.

- Estructuras de protección como diques y escolladeros (lozas).
- Bioingeniería para la protección de la costa.

Medidas para el desarrollo de la producción de peces y pesca en el embalse.

- Creación de hábitat para el desove y cría.
- Diversificación de hábitats acuáticos.

- Tecnologías para cultivo de peces.
- Facilidades en la recolección, procesamiento, almacenamiento y venta de pescado.

Una vez que algunas medidas de mitigación y compensación han sido implementadas en el embalse, se recomienda aplicar medidas para el incremento del hábitat acuático o programas de intensificación de pesca en un lugar aledaño al embalse.

También de la literatura internacional se han identificado medidas de mitigación y compensación para evitar o remediar la pérdida de biodiversidad que se origina por la construcción de una central hidroeléctrica; éstas medidas se mencionan a continuación [Trussart, 2002, IEA, 2000].

Medidas para evitar pérdidas en biodiversidad.

- Escoger un sitio para el embalse que minimice pérdidas en el ecosistema.
- Limitar lo más posible el tamaño del embalse por unidad de energía producida.
- Realizar inventarios específicos y adquirir un conocimiento mayor sobre la flora y fauna de la zona de estudio.
- Protección de un área equivalente a la inundada, cerca de la misma.
- Mantener intacta una parte del ecosistema cercano, asumiendo que especies desconocidas serán protegidas.

La sedimentación puede ser un problema ambiental muy serio y muchos de los problemas debidos a ella pueden ser evitados si se cuenta con un buen diseño del proyecto por lo que se recomienda:

- a) *Una selección adecuada del sitio para ubicar el embalse.* Esto implica tratar de seleccionar sitios donde la cuenca o las cuencas hidrológicas de los ríos que nutren el embalse no tengan un alto índice de erosionabilidad-erosividad para que el aporte de sedimentos no sea alto.

- b) *Determinar adecuadamente la capacidad reservada para azolves.* La mayor parte de los trabajos realizados sobre el problema de sedimentación de embalses, tiene como objetivo calcular o pre-determinar con la mayor aproximación posible, la probable ubicación del sedimento dentro del embalse y por lo tanto definir la capacidad que deberá reservarse para este fin.
- c) *Reducir la capacidad de retención de azolve.* En este caso se pretendería tratar de que el sedimento que entra al embalse, no tuviera tiempo suficiente para depositarse; esto puede lograrse por ejemplo, con la construcción de una presa en el delta del embalse.
- d) *Intercepción del sedimento antes del embalse.* Cuando se sabe que el sedimento grueso será el principal problema dentro del embalse, es posible diseñar pequeñas represas aguas arriba del embalse principal que permitan la sedimentación del material.

Además de las soluciones de diseño, el problema de sedimentación se puede solucionar mediante dos vías, utilizando medidas para prevenir y utilizando medidas para corregir, aunque no existen soluciones definitivas ni para nuevos embalses ni para embalses en funcionamiento.

La prevención en materia de sedimentación de embalses se puede aplicar a dos niveles, uno sobre el medio productor de sedimentos (la cuenca), promoviendo la minimización de la producción y movilización de sedimentos, y el otro a nivel de la propia obra hidráulica, maximizando el control sobre el paso de los sedimentos por el vaso de la presa.

En lo que se refiere a la cuenca, el punto de partida de cualquier propuesta de medida preventiva es el disponer de información sobre el objeto de estudio. Entre las principales medidas de prevención para la sedimentación de embalses se encuentra:

- Tener conocimiento de las tasas de erosión real de las cuencas, los sitios donde mayormente se produce, los tipos de suelo, etc., con el fin de tener localizados los sitios donde se debe poner mayor atención.
- Al tener localizados los sitios de mayor producción de sedimentos, se puede analizar la posibilidad de construir algún medio de contención mediante una correcta recuperación y mantenimiento de la cubierta forestal, con esta medida se lograrán minimizar los sedimentos que llegan al embalse debidos a la erosión de la cuenca.
- Existen dos maneras de impedir que los sedimentos lleguen a un embalse, la primera consiste en prevenir la erosión de la cuenca y la segunda consiste en atrapar el sedimento erosionado antes de que éste llegue al embalse.
- Detener la pérdida de suelo implica no sólo atenuar el problema de sedimentación de embalses, sino también impedir que se pierda el suelo normalmente útil para fines agrícolas y forestales, que además es un recurso no renovable desde un punto de vista práctico.
- La rehabilitación de la cuenca degradada puede dramáticamente reducir la cantidad de sedimentos, nutrientes y otros contaminantes que son vertidos al embalse. Programas para prevenir y corregir problemas de erosión son recomendados para reducir la producción de sedimentos y mejorar la calidad del agua. Sin embargo, muchos programas para el control de erosión han fracasado debido a una mala planeación o que no fueron ejecutados correctamente.
- La reforestación de la cuenca es una de las medidas que más éxito ha tenido en lo que se refiere al control de erosión.
- El manejo y cultivo de la tierra ayuda a reducir y controlar la erosión y la distribución de sedimentos, es frecuentemente el mejor método y en muchas ocasiones el único método que es factible para combatir la sedimentación de muchos embalses.
- El control de erosión no necesariamente representa una solución completa a problemas de sedimentación y requiere de un compromiso a largo plazo. Adicionalmente a las medidas para el control de la erosión, existen técnicas que pueden utilizarse, se clasifican en tres grupos:

- *Medidas estructurales o mecánicas.* Consiste en el control del movimiento del agua en la superficie para reducir la velocidad del flujo, para incrementar el almacenamiento superficial del agua y sin peligro de escurrimientos. Por ejemplo mediante terrazas, zanjas y tinajas de infiltración.
- *Medidas sobre cubierta forestal y agronómicas.* Consiste en confiar en las propiedades regenerativas naturales de la vegetación o manejo de cosecha y sus residuos para proteger la tierra. Además del manejo de la cubierta natural se considera la reforestación.
- *Medidas operacionales.* Consiste en manejar y proyectar medidas para minimizar la erosión potencial. Por ejemplo prácticas agrícolas como la orientación adecuada de los surcos en la agricultura.

En lo que se refiere a las modificaciones a la obra hidráulica para prevenir que sedimentos lleguen al embalse o tener un mejor control sobre ellos se enlistan a continuación medidas que pueden ser de utilidad.

- Una medida preventiva, aunque muy poco viable debido a los altos costos y a que se trata de una solución temporal, es el aumentar la altura de presa para compensar la sedimentación previsible.
- En el caso de pequeñas presas, se puede también dimensionar los órganos de evacuación preferente de sedimentos (compuertas o desagües de fondo).
- Cabe plantearse la posibilidad de construir azudes (Diques) de cola como medida para controlar la dispersión de sedimentos en el vaso de embalse y facilitar su extracción.
- La producción de sedimentos no se puede controlar al 100%, por lo que existe una cantidad de material que será transportado por el río, en este caso se cuenta con medidas para evitar que éste entre al embalse, medidas que consisten en retener los sedimentos mediante estructuras hidráulicas (trampas de sedimentos), las cuales pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- *Check Dam*. Es una pequeña estructura de control diseñada para atrapar en el fondo los sedimentos pesados, además de prevenir la erosión del fondo por la corriente de agua. No excede los 2 m de altura.
- *Dique de desperdicios* (debris basin). Es usado para atrapar sedimentos gruesos antes que entren al canal de aguas abajo. También puede ser utilizado como trampa de un flujo con alta concentración de desperdicios.
- *Dique de detención de sedimentos*. Es diseñado para atrapar sedimentos suspendidos para el control de calidad del agua, protegiendo hábitats acuáticos río abajo.

Bajo condiciones favorables las trampas de sedimentos pueden ser un método altamente efectivo para reducir la cantidad de sedimentos que llegan al embalse. Una estructura puede proveer una trampa de sedimentos confiable y predecible, tan pronto entra en operación se eliminan las incertidumbres asociadas a la implementación de un programa de control de erosión, sin embargo presenta un número de desventajas como el alto costo, su ubicación y beneficios limitados.

La corrección de la sedimentación de embalses raramente se lleva a cabo en forma de actividades de mantenimiento constantes y de baja intensidad. Habitualmente se fundamenta en actividades puntuales de alta intensidad que llevan asociadas un buen número de posibles afectaciones ambientales sobre el ecosistema fluvial. Entre las acciones que se pueden ser llevadas a cabo se encuentran:

- *Desviación de sedimentos*. La topografía natural del sitio donde se ubica un proyecto hidroeléctrico podría ayudar a reducir la cantidad de sedimentos que se depositarían dentro del embalse. Numerosas presas han sido construidas con un sistema de desvío de sedimentos y el más exitoso de estos proyectos son aquellos donde los embalses son construidos fuera del cauce del río principal y que son alimentados selectivamente desde el cauce principal a través de canales de alimentación. En la figura 3.1 observamos cómo se lleva a cabo este proceso de desvío de sedimentos.

Otra manera que se usa para desviar los sedimentos es colocar una sección de almacenamiento en el cuello de una curva que tenga el río, este modo de desvío por lo general es muy costoso y requiere que el medio de desviación deba ser capaz de dejar pasar el mayor flujo posible para ser efectivo.

- *Paso de sedimentos a través del embalse.* Si los sedimentos dentro de un embalse pueden ser controlados, los sedimentos finos pueden pasar a través del embalse y sacarlos sin que se lleve a cabo el depósito a lo largo del camino. Este procedimiento también puede ser posible si el material no se encuentra compactado, una vez compactado es prácticamente imposible depurar. Numerosos embalses son operados eliminando sedimentos a través del embalse con mucho éxito. Tres procedimientos para una operación exitosa serían:

- Disponer de escurrimientos abundantes para liberar los sedimentos.
- Los sistemas de desagüe deben contar con la suficiente capacidad para pasar flujos sin tener una excesiva deposición de materiales cohesivos.
- Un adecuado manejo por parte de operadores expertos es esencial. El lado operacional frecuentemente es la parte más crítica de las operaciones de descarga de sedimentos.

En muchos casos los sedimentos son llevados a lo largo del vaso por suspensión turbulenta y por suspensión coloidal, las corrientes de densidad² son importantes sólo bajo condiciones especiales y la carga coloidal tiende a ser llevada en cualquier caso. Generalmente el modo de transporte de sedimentos a través del vaso es la suspensión turbulenta.

- *Lavado de depósitos de sedimentos.* La limpieza de sedimentos dentro del embalse consiste en arrastrar el material depositado haciendo descender el nivel del agua hasta vaciarlo. Con ello se produce un arrastre del material debido a la fuerza tractiva del agua, este proceso se observa en la figura 3.2.

² Flujo de sedimentos que se produce en la parte baja del vaso.

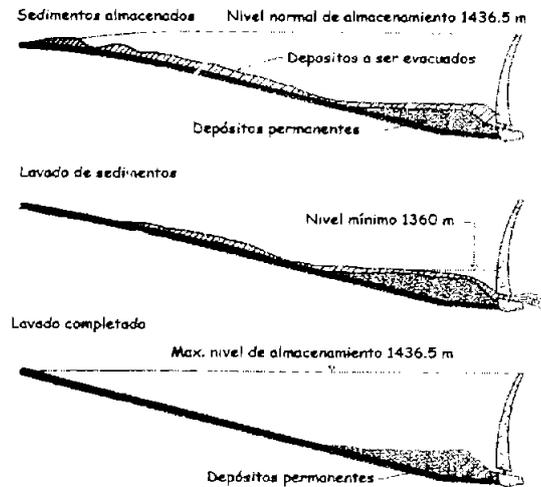


Figura 3.1 Lavado de sedimentos.

- Extracción (retirada) de sedimentos del vaso de embalse. Ésta es una acción que admite varias opciones, desde la aspiración de sedimentos, hasta el dragado y la excavación. La aspiración de sedimentos tiene como inconveniente que los rendimientos en términos de extracción neta, son muy bajos, del orden del 5-20% y que como producto, la suspensión de sedimentos no admite demasiadas soluciones de acopio, transporte o depósito. El dragado padece de problemas similares al caso anterior, si bien los rendimientos son algo mejores. Finalmente la excavación se refiere a la retirada de sedimentos en seco, es decir en momentos con un bajo nivel de embalse.

Se ha visto en muchos embalses que las operaciones de dragado de sedimentos son consideradas económicamente no rentables. Los costos de elevar una cortina o de construir un nuevo embalse, si es posible, son considerados menores por unidad de volumen almacenado que el costo por unidad de dragado. La aplicación de esta opción de eliminación de sedimentos dentro de un embalse ha sido limitada a embalses pequeños donde el espacio de almacenamiento es difícil de conseguir o para aliviar problemas causados por depósitos localizados.

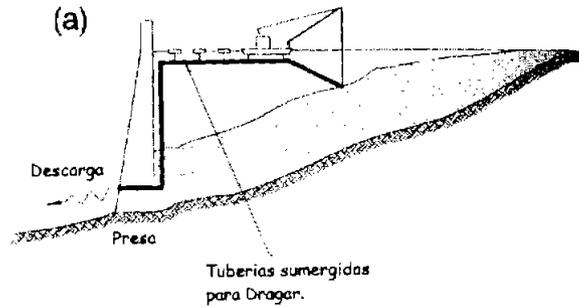


Figura 3.3 Dragado de sedimentos.

Se considera que los costos económicos para evitar la erosión de cuencas son elevados y con resultados a largo plazo, y que también lo son los costos de extracción del material depositado. Esto explica la razón por la cual en muchas ocasiones se considera como mejor opción el construir un nuevo embalse que rehabilitar el azolvado.

- Administración del nivel de embalse y de crecidas. Es sin duda la mejor opción desde un punto de vista ambiental, pero para ser eficaz requiere aplicarla de forma continua e iniciarla preferentemente desde el momento de puesta en operación del embalse. En la administración de avenidas, cuanto más bajo esté el nivel de embalse y mayor sea la crecida natural recibida, más amplia e intensa es la remoción de sedimentos en el vaso de embalse en dirección a la presa. En la administración controlada de flujo, los mayores efectos de movilización de sedimentos se obtienen con embalses rápidamente llenados y vaciados a través de los desagües de fondo.
- Como una medida correctiva estructural de carácter complementario, está la opción de abrir temporalmente compuertas o estructuras que puedan favorecer la decantación, o construir aliviaderos y desagües de fondo adicionales.
- Remoción total o parcial de presas y azudes. Ésta es una acción drástica que sólo tiene sentido cuando la obra hidráulica que padece la sedimentación ya no es funcional ni es rentable acondicionarla para que pueda serlo.

Los problemas de calidad del agua asociados al embalse de la presa se encuentran entre los más difíciles de mitigar, pero la mayoría pueden ser evitados o aminorados a través de la adecuada selección del sitio y el diseño basado en la morfología y características hidráulicas. Durante la fase de planeación y diseño se pueden implementar medidas para prevenir impactos; entre las medidas más efectivas para prevenir los problemas en la calidad del agua se encuentran:

- Las aguas contenidas en presas hidroeléctricas pueden contener altas concentraciones de oxígeno disuelto, en respuesta a la necesidad de mantener una cantidad adecuada, la cual es necesaria para mantener la respiración de organismos acuáticos, se recomienda utilizar métodos para mejorar la calidad del agua.
- Uso de tomas de agua selectivas o de multinivel, podría limitar la estratificación térmica, turbiedad y los cambios de temperatura dentro y aguas abajo del embalse. También podría disminuir el decremento de oxígeno.
- La sobresaturación del gas aguas abajo podría ser mitigada por el diseño de vertederos e instalación de estructuras que faciliten el degasamiento.
- Reducir el tiempo de la estancia del agua en el embalse, especialmente en ambientes tropicales o subtropicales.
- Adición de dispositivos de reoxigenación, como aereadores.

Durante las fases de construcción y operación entre las medidas efectivas para mejorar la calidad del agua se sugiere:

- Administración de la cuenca, incluyendo la participación de las personas que desarrollan el proyecto.
- Limpiar la zona pre-embalse cuando sea factible.
- Control de erosión en el borde del río.
- Tratamiento mecánico y/o químico de áreas de poca profundidad para reducir la proliferación de insectos acarreado con ello enfermedades.
- Eliminación y tratamiento de desechos.
- Prevención de dosis excesivas de fertilizantes y pesticidas en áreas cercanas al río.

Las principales medidas de mitigación y compensación para remediar las modificaciones del régimen hidrológico propuestas por la literatura internacional se mencionan a continuación [Trussart, 2002, IEA, 2000].

- Administración del flujo por las personas que desarrollan el proyecto.
- Bancos de información de técnicas de restauración.
- Programas de restauración del hábitat de los peces.
- Protección del hábitat de la costa.

En algunos lugares donde se presenta el fenómeno de migración de peces, para mantener o fomentar las poblaciones requiere facilidades para su paso río arriba. Los elevadores de peces son las medidas de mitigación menos comunes, pero su uso podría incrementarse. Interceptar y acarrear peces a sus lugares de desove río arriba es usado en algunas presas antiguas, aunque están siendo reemplazados por las escaleras o elevadores de peces. Una variedad de dispositivos son empleados para prevenir que el movimiento de peces río abajo sea dirigido a la entrada de la turbina [Sale, 1991].

Técnicas para asegurar el desplazamiento de peces río arriba.

- Caminos para el desplazamiento
- Captura y transportación de peces río arriba

Técnicas para el desplazamiento de peces río abajo

- Mejoramientos en el diseño de la turbina, del vertedero o del desagüe.
- Control del régimen de flujo durante el desplazamiento de peces río abajo.
- Instalación de sistemas preventivos río arriba en la planta de poder.
- Captura y transportación de peces río abajo

b) Medidas de mitigación para remediar Impactos sociales.

Para aminorar los impactos relacionados al desplazamiento involuntario, los proyectos deben ser planeados e implementados de acuerdo a lo siguiente [Trussart, 2002].

- Evitar o minimizar desplazamientos involuntarios.
- Cuando un desplazamiento involuntario no puede ser evitado, la reubicación debe ser llevada a cabo a través de la implementación sistemática de principios ya establecidos.
- Mover a la gente en grupos.
- Reconstruir comunidades.
- Proteger pueblos indígenas.

Esfuerzos por mitigar impactos en la salud pública asociados con grandes proyectos hidroeléctricos han sido dirigidos recientemente a mantener condiciones de salud locales en el nivel de calidad disponible antes del proyecto.

Ejemplos de medidas en cuanto a salud en las etapas de planeación y diseño.

- Eliminar o minimizar los riesgos en la salud pública durante el inicio del proyecto.
- Conseguir un buen entendimiento de las condiciones y estrategias actuales de salud en el área de trabajo.
- Proveer un especialista en salud en el equipo de diseño del proyecto, con el soporte necesario.
- Establecer un sistema de comunicación eficiente.
- Planear una implementación gradual de programas de prevención de enfermedades.

Ejemplos de medidas en cuanto a Salud durante y después de la construcción.

- Programas para el control de enfermedades propagadas por el agua.

- Clínicas médicas accesibles y dispensarios en comunidades afectadas y en áreas donde la densidad de la población se incrementa.
- Programas de educación pública dirigidas a la población afectada por el proyecto.

Las centrales hidroeléctricas se construyen generalmente en zonas donde sus habitantes pertenecen a los grupos más desprotegidos y de menos recursos de la sociedad. Un gran número de comunidades rurales, agricultoras o indígenas están construidas alrededor de un significado moral de su entorno y las fuentes sobre las cuales ellos dependen para vivir. El desarrollo de proyectos hidráulicos en áreas indígenas o tradicionales puede tener efectos sociales y culturales trascendentales en la comunidad por lo que es necesario tomar medidas para afectar de la menor manera posible a estos grupos, algunas de las medidas que se proponen se enlistan a continuación.

Ejemplos de medidas para minimizar impactos en grupos minoritarios

- Involucrar a las comunidades en la planeación del proyecto.
- Acuerdos sobre la propuesta de desarrollo entre las posibles comunidades afectadas y los proponentes.
- Conceder protección legal para que las comunidades afectadas conserven el derecho a permanecer en sus tierras originales o las nuevas obtenidas como compensación.
- Entrenamiento a miembros de la comunidad para proporcionarles oportunidades de trabajo.
- Fondos de compensación para el desarrollo de la comunidad en infraestructura y servicios.

Dado el impacto estructural que se tiene, no hay duda que un buen diseño y una buena ubicación del proyecto hidráulico lleva a un potencial para generar beneficios económicos tanto regionales como nacionales.

Aunque los beneficios económicos son considerables, existen medidas efectivas para asegurar que comunidades locales y regionales obtengan beneficios del proyecto hidráulico.

Algunas medidas aplicables específicamente se dan en la fase de construcción del proyecto y otras podrían continuar en la fase de operación.

Ejemplos de medidas para el desarrollo de beneficios.

- Participación conjunta con las instituciones locales y regionales.
- Contratar para la construcción preferentemente a trabajadores de áreas locales, mejorando sus oportunidades de empleo.
- Asegurar que las personas afectadas realmente sean beneficiadas.

En el siguiente capítulo se tratará el problema de la sedimentación de embalses. La disminución del aporte de materia que llega a él puede minimizar el problema ambiental que representa y con ello obtener beneficios adicionales como lo es una vida útil más larga.

CAPITULO 4

Evaluación económica de las opciones de mitigación: Sedimentación

4.1 Introducción.

En el capítulo anterior se muestra un compendio y descripción de los principales impactos ambientales y sociales que se presentan por la construcción y operación de una central hidroeléctrica, así como las acciones que son comúnmente implementadas para prevenir o minimizar los impactos.

En este proyecto se decidió trabajar con medidas para la prevención de erosión de cuencas, que con ello es posible analizar los beneficios ambientales y energéticos. La implementación de técnicas de control de erosión, la rehabilitación y la reforestación de la cuenca, son medidas consideradas como las mejores desde el punto de vista ambiental y de alguna manera es una práctica que se lleva a cabo desde hace mucho tiempo. Otros beneficios del control de la erosión en cuencas son la mejora de la calidad del agua debido a la reducción de la turbidez ocasionadas por los sedimentos finos que conserva los suelos, y es muy importante para la agricultura.

4.2 Programas para el control de erosión y sus costos.

La finalidad de implementar técnicas para el control de la erosión es el de minimizar la cantidad de sedimentos que llegan al embalse. Esta erosión es causada por el agua y el viento. Si logramos determinar las áreas de la cuenca donde la erosión del suelo es alta, se puede adoptar alguna técnica de control para reducir la misma y con ello reducir el aporte de sedimentos al embalse de la presa.

La restauración de cuencas por medio de técnicas para el control de erosión, es una práctica que se realiza en la actualidad en muchos países incluyendo el nuestro, por lo que algunas instituciones han estado interesadas en conocer el costo de realizar esa actividad. La determinación de costos de una manera general para la restauración de cuencas es difícil ya que cada medida está influenciada por diversos factores propios del sitio de interés, pero se puede tener una idea de los mismos.

A continuación se expondrá brevemente como se calculará la diferencia de los costos de la restauración de cuencas.

4.2.1 Cálculo de erosión potencial.

La erosión potencial de una zona de estudio se puede determinar mediante un modelo empírico que toma en cuenta cuatro factores que la originan (lluvia, escurrimiento, suelo y topografía). El modelo se basa en la Ecuación Universal de Pérdida de Suelo (EUPS).

La EUPS es un modelo matemático desarrollado por Wischmeier y Smith (1978), para estimar y/o predecir las pérdidas de suelo promedio anuales por erosión hídrica. En este modelo se considera la combinación de factores cuantitativos como lo son la erosividad de la lluvia (R) y la erosionabilidad del suelo (K), de factores físicos, como la longitud (L) y de la pendiente del terreno (S), y factores manipulables como lo son la cobertura y manejo del suelo y cultivo (C). La relación de los factores anteriores con la EUPS es la siguiente:

$$EUPS = K * R * L * S * C \quad (1).$$

El factor **R** representa la erosividad de la lluvia, y está definida como la capacidad o agresividad de ésta para causar erosión, es representada por medio de índices empíricos de erosividad. En México, debido al escaso número de estaciones meteorológicas que cuentan con pluviógrafos, Cortés (1991) regionalizó el territorio nacional en 14 áreas y con análisis de regresión estimó el valor de R en función de la precipitación anual.

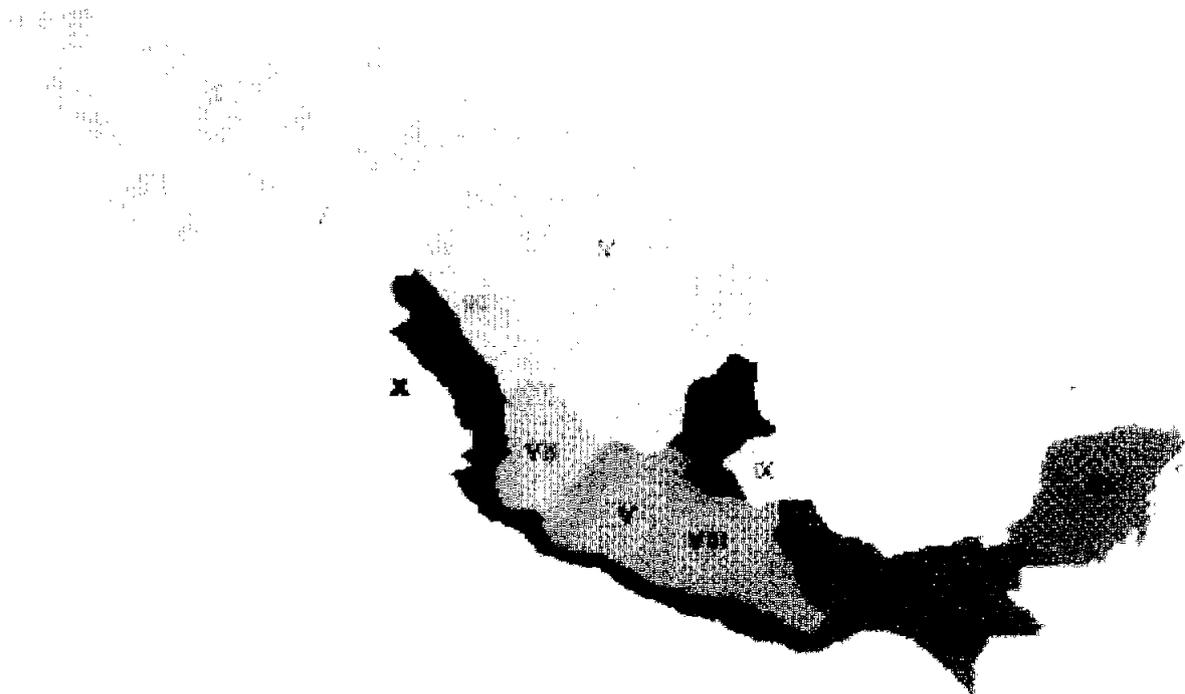


Figura 4.1 Catorce regiones en que está dividido el país según Cortés (1991)

En la siguiente tabla se muestran las ecuaciones que estiman el valor del factor R en función de la lluvia anual de acuerdo con las diferentes zonas en que esta dividido el país según Cortés.

Tabla 4.1 Ecuaciones que estiman R en función de la lluvia anual

Región	Ecuaciones.
I	$R = 0.71508P^{1.30751}$
II	$R = 3.45552 P + 0.006740 P^2$
II	$R = 2.89594 P + 0.002983 P^2$
IV	$R = 2.89594 P + 0.002983 P^2$
V	$R = 0.71508P^{1.30751}$
VI	$R = 6.68471 P + 0.001680 P^2$
VII	$R = 0.71508P^{1.30751}$
VIII	$R = 0.71508P^{1.30751}$
IX	$R = 0.71508P^{1.30751}$
X	$R = 6.89375 P + 0.000442 P^2$
XI	$R = 0.71508P^{1.30751}$
XII	$R = 0.71508P^{1.30751}$
XIII	$R = 0.71508P^{1.30751}$
XIV	$R = 0.71508P^{1.30751}$
P lluvia anual en mm	
R en MJ mm ha ⁻¹ hr ⁻¹ año ⁻¹	

El factor **K** es el término que representa la erosionabilidad del suelo y se usa para indicar la susceptibilidad de un suelo a ser erosionado. El método más utilizado para calcular éste factor es el método propuesto por la FAO [FAO, 1980], que consiste en calcular el factor K a partir de la textura superficial (utilizando tres grupos texturales que son **G**rueso, **M**ediano y **F**ino) y la unidad de suelo a la que pertenece. La unidad de suelo va de la A a la Z según la clasificación de la FAO (ejemplo A corresponde a los Acrisoles). En la tabla 4.2 se muestran los valores de K de acuerdo a la textura y unidad de suelo.

Tabla 4.2 Valores del factor de erosionabilidad (K) en función de la unidad de suelo y su textura superficial

Unidad de Suelo	Textura			Unidad de Suelo	Textura			Unidad de Suelo.	Textura		
	G	M	F		G	M	F		G	M	F
Af	0.026	0.040	0.013	Gt	0.053	0.079	0.026	S	0.053	0.079	0.026
Ag	0.013	0.013	0.007	Gv	0.053	0.079	0.026	Sg	0.053	0.079	0.026
Ah	0.026	0.030	0.013	Gx	0.053	0.079	0.026	Sm	0.026	0.040	0.013
Ao	0.013	0.020	0.007	H(c,g,h,l)	0.013	0.020	0.007	So	0.053	0.070	0.026
Ap	0.026	0.040	0.013	I	0.013	0.020	0.007	T	0.026	0.040	0.013
B	0.053	0.079	0.026	Ig	0.026	0.040	0.013	Th	0.013	0.020	0.007
Bc	0.026	0.040	0.013	Ik	0.026	0.040	0.013	Tm	0.013	0.020	0.007
Bd	0.026	0.040	0.013	Io	0.026	0.040	0.013	To	0.026	0.040	0.013
Be	0.026	0.040	0.013	Ip	0.053	0.079	0.026	Tv	0.026	0.040	0.013
Bf	0.013	0.020	0.013	Iv	0.053	0.079	0.026	U	0.013	0.020	0.013
Bg	0.026	0.040	0.007	M(a,g)	0.026	0.040	0.013	V(c,p)	0.053	0.079	0.026
Bh	0.013	0.020	0.013	N(b,d,e)	0.013	0.020	0.007	W	0.053	0.079	0.026
Bk	0.026	0.040	0.013	O(d,e,x)	0.013	0.020	0.007	Wd	0.053	0.079	0.026
Bv	0.053	0.079	0.026	P	0.053	0.079	0.026	We	0.053	0.079	0.026
Bx	0.053	0.079	0.026	Pf	0.053	0.079	0.026	Wh	0.026	0.040	0.013
C(g,h,b,l)	0.013	0.020	0.007	Pg	0.053	0.079	0.026	Wm	0.026	0.040	0.013
D(d,e,g)	0.053	0.079	0.026	Ph	0.026	0.040	0.013	Wx	0.053	0.079	0.026
E	0.013	0.020	0.007	Pl	0.026	0.040	0.013	X(b,h,l)	0.053	0.079	0.026
F(a,b,o,p,r)	0.013	0.020	0.007	Po	0.053	0.079	0.026	Y(h,k,,t)	0.053	0.079	0.026
G	0.026	0.040	0.013	Pp	0.053	0.079	0.026	Z	0.026	0.040	0.013
Gc	0.013	0.020	0.007	Q(a,c,f,l)	0.013	0.020	0.007	Zc	0.026	0.040	0.013
Gd	0.026	0.040	0.013	R	0.026	0.040	0.013	Zg	0.026	0.040	0.013
Ge	0.026	0.040	0.013	Rc	0.013	0.020	0.007	Zm	0.013	0.020	0.007
Gh	0.013	0.020	0.007	Rd	0.026	0.020	0.013	Zt	0.056	0.079	0.026
Gm	0.013	0.020	0.007	Re	0.026	0.020	0.013				
Gp	0.053	0.079	0.026	Rx	0.053	0.079	0.026				

El factor **LS** es una combinación de los factores longitud de pendiente (**L**) y la inclinación de dicha pendiente (**S**), y se le denomina como factor topográfico del terreno. El factor **L** se define como la distancia desde el punto de origen del escurrimiento superficial, al punto donde el grado de pendiente decrece lo suficiente para que la deposición empiece.

Y por último el factor **C** es el factor que representa la capacidad de vegetación para amortiguar el efecto de desprendimiento de partículas de suelo por las gotas de lluvia y para impedir el arrastre de sedimentos con el escurrimiento superficial. Los valores de los factores **LS** y **C** se obtienen del Manual de predicción de pérdidas de suelo por erosión de la Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos [Figuroa, 1991], de acuerdo a las características propias.

Las características necesarias para determinar cada uno de los factores que integran la EUPS, se obtienen de los diferentes mapas digitales de la zona de estudio, correspondientes a la vegetación, a la edafología, la precipitación promedio anual y de pendientes. La metodología que se utilizará para el cálculo de la erosión potencial fue proporcionada por el Instituto Mexicano de la Tecnología del Agua (IMTA).

4.2.2 Técnicas para el control de erosión.

Una vez que se localizan las zonas de mayor erosión se puede implementar algún programa para el control de la erosión en dichas zonas. Se propone utilizar las siguientes técnicas de restauración de suelo ya que son de fácil aplicación y bajo costo.

Abonos Verdes.

Los abonos verdes son una técnica útil para aumentar la fertilidad de los suelos, consiste en usar plantas como fuente de materia orgánica, mediante rotación, sucesión o asociadas al cultivo, incorporándolas al suelo o dejándoles en la superficie. De esta manera se contribuye a la protección del suelo, así como al mantenimiento y mejoría de sus características físicas, químicas y biológicas, tanto de la parte superficial como de las profundidades. Hoy en día los abonos verdes están cobrando importancia por su facilidad de uso y los resultados obtenidos, principalmente por campesinos de bajos recursos. Entre los beneficios de utilizar abonos verdes se encuentra el que proporciona materia orgánica al suelo, regenera su fertilidad, aumenta su productividad biológica, ayuda a corregir el pH y principalmente protege la superficie del suelo de la erosión.

En un estudio por el IMTA en la subcuenca de la laguna Chignahuapan y se encontró que el costo inicial de establecimiento de cultivo de abono verde sería de \$2,180.00 por hectárea, que incluye la preparación del terreno, las semillas, la siembra, un jornal y manejo del cultivo [Rivera, 2001].

Reforestación con tinas ciegas.

Son reforestaciones realizadas en una zanja a curva de nivel (pendiente cero) con las siguientes medidas: 30 cm de profundidad, 30 cm de ancho y 6 m de largo en dirección de la curva de nivel. Si la pendiente es entre 5% y 40% se recomienda abrir a cada 10m de distancia en dirección perpendicular a la pendiente y 2m de dirección a curva de nivel. Estas zanjas cortas se llaman tinas ciegas porque allí se retiene el agua para incrementar la infiltración y disminuir el escurrimiento superficial.

La reforestación se puede utilizar en todos los tipos de suelos, así como en todos los climas siempre seleccionando las especies adaptadas al suelo y clima en particular. Las ventajas de utilizar esta técnica son: incrementar la infiltración del agua al suelo recargando con ello los mantos acuíferos, incrementar la disponibilidad de agua para las plantas y con ello aumentar el porcentaje de prendimiento de la reforestación, disminución de la erosión debido al acortamiento de la longitud de la pendiente.

El costo de reforestación con tinas ciegas para la subcuenca de la laguna Chignahuapan es de \$23,851.79 MN por hectárea, que incluyendo cercado. El costo por establecimiento de 1 ha con tinas ciegas es de \$2,924.7 MN y el costo de la plantación forestal, incluyendo el cercado y el deshierbe, es de 20,927.00 MN para 1 ha reforestada [Rivera, 2001].

Cultivos de cobertura.

El objetivo primordial de las coberturas vegetales es el de proteger al suelo en una etapa crítica de erosión al conformar una cubierta vegetal densa que amortigua la velocidad

erosiva de la lluvia y el escurrimiento superficial. Los cultivos de cobertera son leguminosas, cereales o una mezcla apropiada, que se siembra para cubrir el terreno con un alto porcentaje de forraje.

Los cultivos de coberturas presentan las siguientes ventajas: mejoran la fertilidad del suelo y mantienen un balance de los nutrimentos disponibles para las plantas, reducen la erosión hídrica y eólica, disminuyen la velocidad del escurrimiento superficial, mantienen y mejoran los contenidos de materia orgánica del suelo y reducen la incidencia de maleza, insectos y enfermedades del cultivo. La elección adecuada y el correcto manejo del cultivo, son necesarios para maximizar los beneficios y reducir problemas potenciales de degradación del recurso suelo.

El costo total de establecimiento de cultivos de cobertura, si se trata de pasto, sin cercos es de \$2,798 MN/ha, y con cercos vivos es de 9,941.5 MN/ha. Costo de resiembra y fertilización anual (años posteriores a la siembra), es de \$1,290.25. Cuando el establecimiento de cobertura se trata de avena y cebada el costo promedio es de \$4,011.00/ha [Rivera, 2001].

Siembra de Forrajes.

La siembra de forrajes consiste en el establecimiento o reintroducción de especies vegetales nativas o adaptadas, perennes o no, para la producción de forraje sobre áreas de uso anteriormente pecuario o distinto, que permite la conservación de la cobertura vegetal y la utilización del forraje para la alimentación animal.

Los objetivos de aplicación de este tipo de práctica, con fines de conservación y producción, son la promoción de producción de forraje en cantidad suficiente y de mejor calidad para el consumo del ganado, la reducción de los efectos de la erosión al incrementar la cobertura vegetal sobre el suelo y la infiltración del agua y el fomento del uso adecuado y la conservación de las tierras de pastoreo.

En el caso de siembra de forrajes el total de costo por suministro de materia prima (semilla, sulfato de amonio y superfosfato de calcio simple) es de \$2,478.5/ha, el costo total de establecimiento sin cercos es de \$ 2,798.5/ha, costo total de establecimiento más cercos vivos es de \$9,941.5/ha y el costo total de resiembra y fertilización anual (años posteriores a la siembra) es por \$1,290.25/ha [Rivera, 2001].

4.3 Análisis Costo-Beneficio de la implementación de programas para el control de erosión en Centrales Hidroeléctricas.

El objetivo de este análisis es comparar el costo de un programa de control de la erosión en las zonas más afectadas de la cuenca del río Papagayo contra el beneficio que implicaría la extensión en el tiempo de la vida útil de la planta hidroeléctrica.

En primer lugar es necesario determinar el costo total de un programa de control de erosión en un área determinada. El costo total resultante de la aplicación del programa de control de la erosión (CPE) esta dado por la siguiente relación:

$$CPE = SE * CCu. \quad (2)$$

Donde:

SE es el total de la superficie erosionada que se quiere restaurar.

CCu es el costo unitario por hectárea de implementar el programa de control de erosión.

Por otra parte, para determinar el alargamiento de la vida útil de una planta hidroeléctrica y el beneficio económico que esto representa, es necesario calcular el volumen ocupado anualmente por la acumulación de la sedimentación. Considerando una densidad promedio (ρ) [gr/cm^3] y la tasa de sedimentos (T_s) [$\text{Ton}/\text{año}$], el volumen anual ocupado por el sedimento es:

$$v_s = \frac{T_s}{\rho} \cdot (3)$$

El tiempo de uso de la planta (t) depende del volumen inicial total del embalse (V_T) y del volumen de sedimentos (v_s) depositados anualmente, mediante la siguiente relación:

$$t = \frac{V_T}{v_s} \cdot (4)$$

Sin programa de control de erosión, el volumen de sedimentos v_{s1} es mayor que el volumen de sedimentos con el programa de control v_{s2} , por lo tanto, el tiempo que duraría en operación sin programa es menor que el duraría con programa, $t_1 < t_2$. De tal manera que la diferencia se puede expresar en términos del volumen total de la presa y de los diferentes flujos volumétricos de sedimentación:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = V_T \frac{v_{s1} - v_{s2}}{v_{s1} v_{s2}} \cdot (5)$$

La diferencia anterior es el tiempo extra que podría operar la presa gracias al programa de control de erosión.

Para el cálculo del costo total de generación (CTG) es necesario determinar el costo nivelado de generación CG_n , que a su vez se calcula como la suma de los costos de inversión, de operación y mantenimiento, y de combustible inclusive para centrales hidroeléctricas como se puede constatar en el COPAR (CFE, 2003). El costo nivelado se calcula mediante la siguiente relación:

$$CG_n = \frac{FRC * I + COM}{G} \left[\frac{\$}{MWh} \right] \cdot (6)$$

Donde

CG_n Costo Nivelado de Generación

I	Costo total de Inversión
COM	Costos de Operación y Mantenimiento
G	Generación promedio anual de energía
FRC	Factor de recuperación de capital

$$FRC = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \quad (7)$$

Donde:

r	Tasa de descuento
n	Número de años de vida útil de la planta.

La tasa de descuento es la tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común. [Copar. 2003]

Entonces el costo total se obtiene al multiplicarlo por la generación anual (G). CTG está dado por la siguiente relación:

$$CTG = G \cdot CG_n \quad (8)$$

Donde:

CTG	Costo total de generación, dol/año
G	Generación anual de Electricidad, GWh/año.
CG _n	Costo unitario de generación, dol/GWh

El beneficio (B) por la extensión de la vida útil de la presa está dado por:

$$B = (CTG_{t1} - CTG_{t2}) \cdot \Delta t \quad (9)$$

Y finalmente la razón costo beneficio (y), se calcula de la siguiente manera:

$$y = \frac{B}{CPE} \quad (10)$$

Si esta razón es mayor que la unidad, la inversión en un programa de control de erosión se justifica plenamente, si es menor, puede justificarse por el beneficio ambiental que trae a la cuenca además del beneficio energético que significa la extensión de su vida útil.

CAPITULO 5

Estudio de Caso: Posible Hidroeléctrica en la Cuenca del Río Papagayo.

En este capítulo se presenta una aplicación de la metodología expuesta en el capítulo anterior, se estudiará la cuenca del Río Papagayo en el estado de Guerrero donde se ha planteado la construcción de algunos proyectos hidroeléctricos, la cuenca cuenta con una superficie total de 759,122 ha.

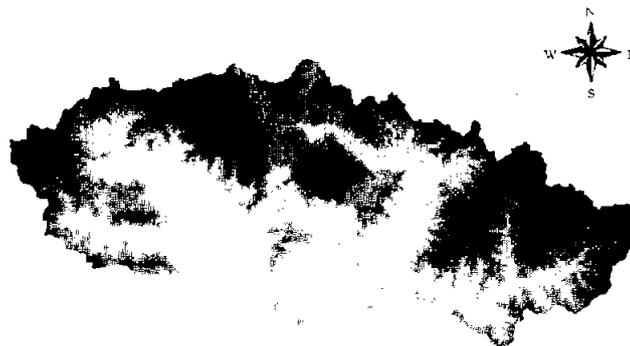


Figura 5.1 Cuenca del Río Papagayo

El aprovechamiento hidroeléctrico que se planea construir en la mencionada cuenca presenta las siguientes características: la cortina contará con 180 m de altura y se ha calculado que el vaso almacenará $5,840 \text{ Mm}^3$ cuando llegue al Nivel Agua Máximo Ordinario (NAMO), el cual es de 170 m y cuenta con una capacidad útil de $2,051 \text{ Mm}^3$. La planta de generación incluirá tres grupos de turbina-generator que ofrecen 255 MW de potencia y se espera que se genere 1,335 GWh al año. La extensión del embalse será de 12,400 ha aproximadamente. El monto total de inversión es de $\$ 5,035.644 \times 10^6$ (\$mex2001), de los cuales $\$4,504,224,322.00$ son para la obra civil y $\$1,165,599,446.00$ para la obra electromecánica.

A continuación se realizará un análisis costo-beneficio con el fin de determinar si se justifica establecer un programa de control de erosión. Como primer paso se debe determinar la erosión potencial anual de la cuenca y el aporte de sedimentos que llegan al embalse tal y como se encuentra la cuenca en la actualidad. Una vez identificadas las zonas severamente erosionadas, se aplica un programa de control a esa zona y se hace de nuevo el cálculo de la erosión y el aporte de sedimentos al embalse. Como la cantidad de sedimentos que llegan al embalse están relacionados con su vida útil, se calcula, con las tasas de sedimentación obtenidas, el tiempo que podría ser utilizado para generar energía eléctrica. Con éste tiempo se puede calcular el beneficio de implementar la medida.

Son varios los escenarios que se pueden adoptar para realizar el análisis de costo-beneficio. En este trabajo se considerará que la aplicación de los programas para el control de la erosión se realizará al inicio de la construcción de la Central Hidroeléctrica y que los sedimentos que se depositan en el embalse llegan completamente a la cortina donde se depositan. También se considera que los componentes electromecánicos serán reemplazados completamente al término de su vida útil.

5.1 Estimación de la erosión y producción de sedimentos para la cuenca del Río Papagayo.

Del Sistema de Información Geográfico de la República Mexicana [INEGI,2004] se obtienen mapas edafológicos, de fase y textura del suelo, precipitación promedio anual, uso del suelo y vegetación, así como las características ligadas a la morfología del terreno, principalmente las relacionadas con la pendiente de la cuenca del Río Papagayo.

Con los mapas digitalizados y el programa ArcView GIS 3.2 se obtienen las características necesarias para determinar los valores de erosividad (R), erosionabilidad (K), longitud y pendiente (LS) y de vegetación (C). Del mapa de precipitación se obtienen los valores de la precipitación promedio anual de la cuenca. Estos datos nos ayudan a determinar, con la ayuda de las ecuaciones propuestas por Cortés (1991) (ver tabla 4.1 capítulo 4), los valores

de R. La cuenca del Papagayo se encuentra ubicada dentro de las regiones V, VIII y X, por lo que para el cálculo de R es necesario utilizar las ecuaciones siguientes:

$$R_{V,VIII} = 0.71508P^{1.30751} \quad (11)$$

$$R_X = 6.89375P + 0.000442P^2 \quad (12)$$

donde P es la lluvia anual y R en MJ mm ha⁻¹ año⁻¹.

El mapa de precipitación fue dividido en tres partes de acuerdo a las zonas a las que pertenece la cuenca y se aplicaron las ecuaciones respectivas. El resultado que se obtiene es un mapa que corresponde a los valores de R que tiene cada parte de la cuenca del Río Papagayo.

Con el mapa digital de edafología se obtiene la textura superficial y la unidad del suelo que forman la cuenca. Con estos datos se recurre a la tabla 4.2 y se determina el valor del factor K, los cuales se agregan al mapa edafológico, con lo que se obtiene un mapa nuevo correspondiente al factor K.

De acuerdo a la vegetación con que cuenta la cuenca del Papagayo se determina el valor de C, los diferentes tipos de vegetación presentes se obtienen del mapa de vegetación. Con estos datos se recurre al Manual de predicción de pérdidas de suelo por erosión de la Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos y se obtiene los valores de C, al igual que con el caso de K se integran los valores del factor C al mapa de vegetación obteniendo de esta manera un mapa que corresponde al factor de cobertura vegetal C.

Por último del mapa de pendientes, se obtienen las diferentes inclinaciones que se encuentran a lo largo de la zona. Con estos datos, la longitud y el Manual de predicción de pérdidas de suelo por erosión de la Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos [Figueroa, 1991] se determinan los valores de LS y se crea el mapa correspondiente.

Una vez que se tienen los valores de los factores anteriores, se insertan en la Ecuación Universal de Pérdida de Suelo (EUPS). Todas las manipulaciones y cálculos se realizan con la ayuda del programa ArcView. Cada mapa debe tener el formato llamado Grid. El programa ArcView cuenta con herramientas que permiten realizar operaciones aritméticas con mapas y se puede modificar datos cuando se requiera. Todos los cálculos o modificaciones dan como resultado nuevos mapas. Como resultado de la operación se obtiene un mapa que presenta información de la erosión potencial anual que presentaría toda la cuenca. También se observan las zonas erosionadas en diferentes grados.

Una vez identificadas las zonas severamente erosionadas, se procede a aplicarles el programa de control de erosión. Una vez aplicado se calcula la erosión que ahora se tendrá en la cuenca. En este caso se propone implementar la técnica de sembrar cultivos de cobertura por las características que presentan, con este cambio se modifica el valor de C a un valor de 0.2 de acuerdo al Manual de Pérdidas de Suelo [Figueroa, 1991], siendo menor al que tenía anteriormente. Una vez aplicado el programa se simula la erosión que se tendría ahora en la cuenca.

La erosión (E) de la cuenca está relacionada de una manera directa con la cantidad de sedimentos (S) que llegan al embalse, el depósito de los mismos depende de su orografía. Es difícil determinar una tasa de sedimentación sin realizar mediciones, por lo que se utilizarán los valores obtenidos en el trabajo *Relación de sedimentos-erosión en la cuenca alta del Papaloapan* realizado por M. R. Martínez Ménez, *et al* [Martínez, 2001], en el cual se encontró una tasa de entrega de sedimentos (S/E) máxima de 0.48 para la cuenca estudiada en dicho trabajo. Esta relación de S/E utilizaremos para nuestro cálculo.

5.2 Resultados y discusiones

En la tabla 5.1 se presentan los valores de precipitación obtenidos del mapa de precipitación con sus correspondientes valores de R. La figura 5.2 Muestra el mapa correspondiente al factor R.

Tabla 5.1 Valores de R obtenidos para la cuenca del río Papagayo.

P (mm)	R (MJ mm/ ha hr año)	P (mm)	R (MJ mm/ha hr año)
786	4250	1,488	10250
867	4750	1,592	10750
899	5250	1,624	11250
1,029	6250	1,534	11500
896	6750	1,675	12500
1,004	7250	1,683	13500
1,050	7750	1,917	14500
1,306	8250	2,131	15500
1,338	8750	2,148	16500
1,353	9250	2,464	19500
1,442	9750		

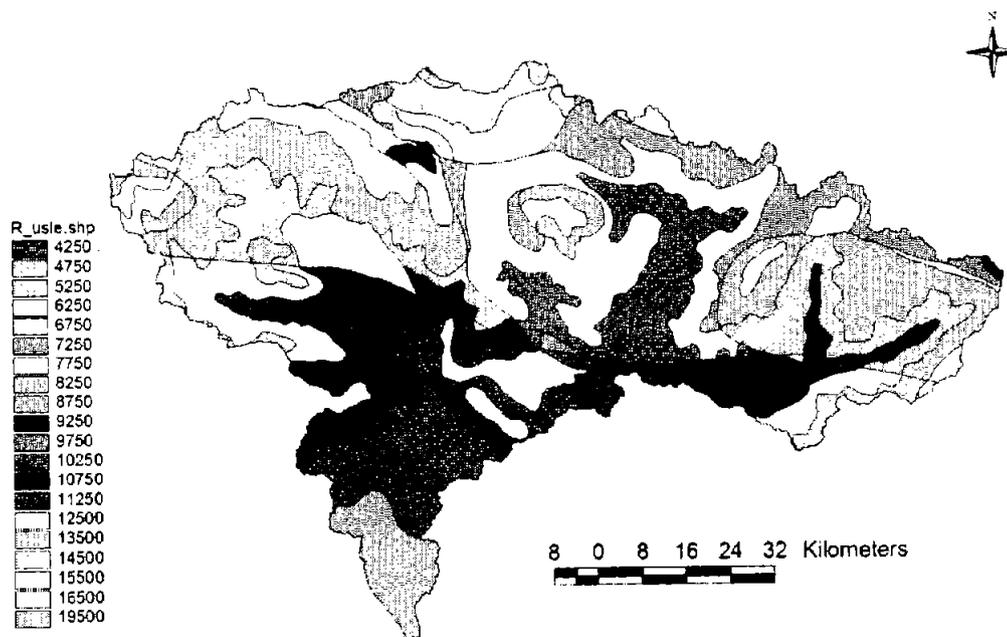


Figura 5.2 Mapa del factor R (MJ mm ha⁻¹ hr⁻¹ año⁻¹) para la cuenca del Río Papagayo.

Para nuestro caso de estudio los valores de K se pueden observar en la tabla 5.2 y la figura 5.3 representa el mapa correspondiente a los valores de K.

Tabla 5.2 Valores de K para la cuenca del Río Papagayo.

Unidad de Suelo	Nombre	Textura	K
Bc	Cambisol Crómico	Media	0.040
Bd	Cambisol Districo	Media	0.040
Be	Cambisol Eutrico	Media	0.040
Bk	Cambisol Calcico	Media	0.040
E	Rendzina	Media	0.020
Hh	Feozem Haplico	Gruesa	0.013
I	Litosol	Media	0.020
I	Litosol	Gruesa	0.013
Lc	Luvisol Crómico	Fina	0.013
Rc	Regosol Calcárico	Media	0.020
Re	Regusol Eutrico	Media	0.040
Re	Regosol Eutrico	Gruesa	0.026
Th	Andasol Húmico	Media	0.020
Zg	Solonchak Gleyico	Gruesa	0.026

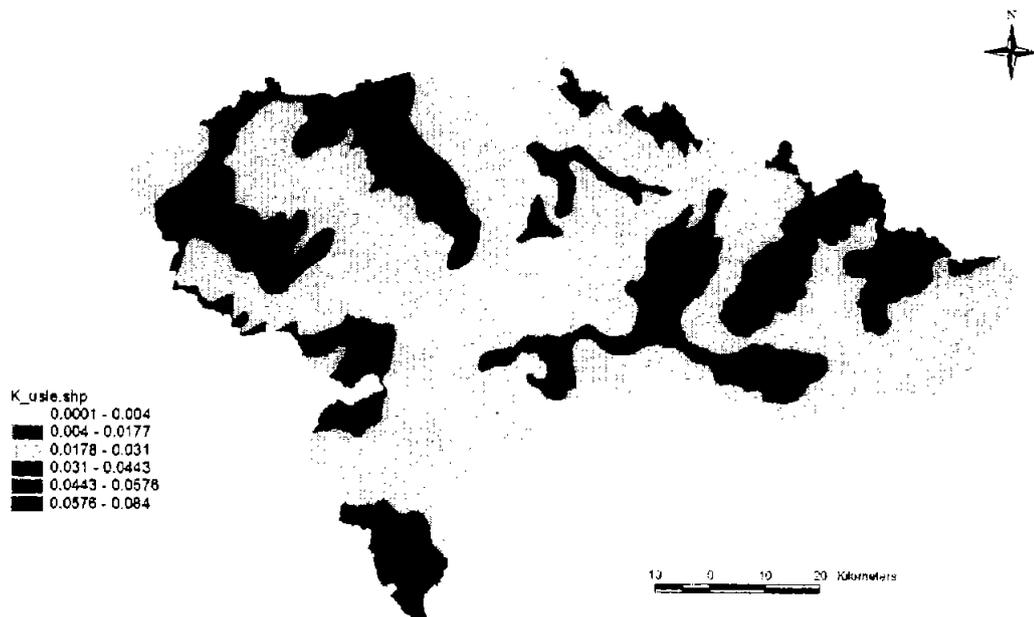


Figura 5.3 Mapa del factor K para la cuenca del Río Papagayo.

En la siguiente tabla se muestran la diversa vegetación que se encontró en la cuenca del Río Papagayo y los valores de C que le corresponden, en la figura 5.4 se muestra el mapa correspondiente al factor C.

Tabla 5.3 Valores de C para la cuenca del Río Papagayo

Vegetación	C
Agricultura/Maíz	0.4250
Agricultura/Hortalizas	0.3250
Agricultura/Sorgo	0.3750
Agricultura/Frijol	0.3653
Agricultura Temporal	0.4362
Bosque de Encino.	0.0060
Bosque mesófilo de montaña	0.0110
Bosque de Pino-Encino	0.0075
Cuerpos de Agua	0.0010
Selva baja subcadoducifolia	0.0123
Selva mediana subcadoducifolia	0.0110
Palmar	0.0490
Pastizal	0.0425
Plantaciones	0.0365
Vegetación halofila	0.3000

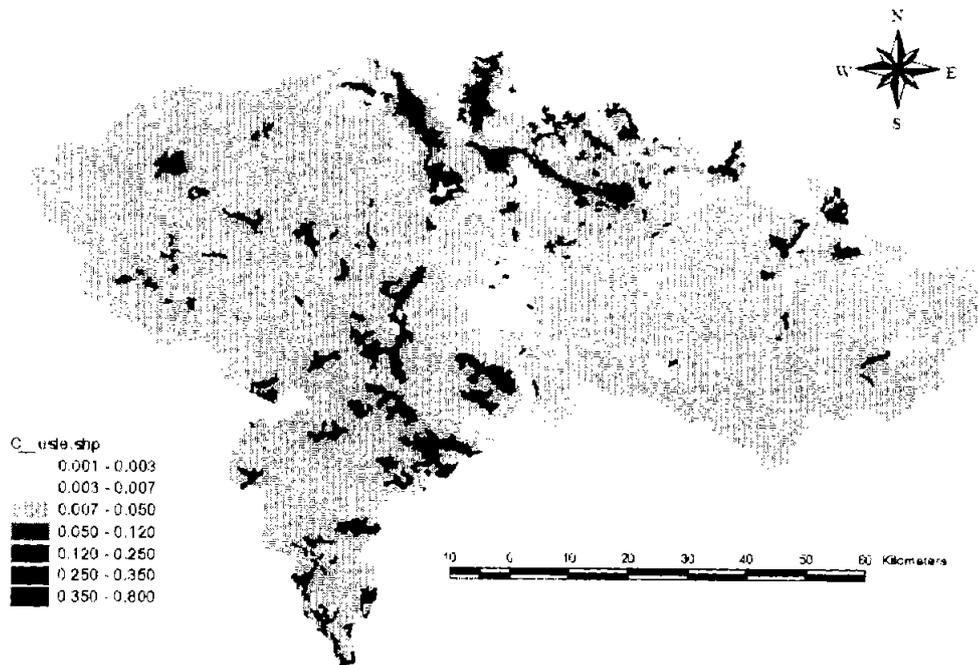


Figura 5.4 Mapa del factor C para la cuenca del Río Papagayo.

En la tabla 5.4 se presentan los valores del factor LS y la figura 5.5 muestra el mapa correspondiente.

Tabla 5.4 Valores de LS para la cuenca del Río Papagayo.

Pendiente (%)	Valor LS
0 - 2	0.000 - 0.433
2 - 5	0.433 - 1.274
5 - 15	1.274 - 4.539
15 - 25	4.539 - 8.899
25 - 40	8.899 - 15.216
40 - 60	15.216 - 22.481
> 60	> 22.481



Figura 5.5 Mapa del factor LS para la cuenca del Río Papagayo

Después de haber multiplicado los cuatro mapas anteriores se obtiene uno nuevo el cual corresponde al mapa de erosión potencial, el cual se muestra en la figura 5.6. La siguiente tabla muestra los 5 rangos de erosión en que se puede subdividir los distintos valores de erosión obtenidos y la cantidad de erosión que aportan. El primer rango corresponde a la erosión nula y el último rango corresponde a la erosión muy alta.

Tabla 5.5 Erosión anual estimada de la cuenca del Río Papagayo

Rango de erosión		Superficie (ha)	Erosión (ton/año)
Nula	< 5	105,496.60	263,741.50
Ligera	5 – 10	73,683.80	552,628.60
Moderada	10 – 50	314,968.40	9,449,053.50
Alta	50 – 200	192,222.20	24,027,774.00
Muy Alta	> 200	72,750.50	14,550,108.50
Total		759,721.60	48,843,306.10
Tasa de erosión		64.29 ton/ha/año	

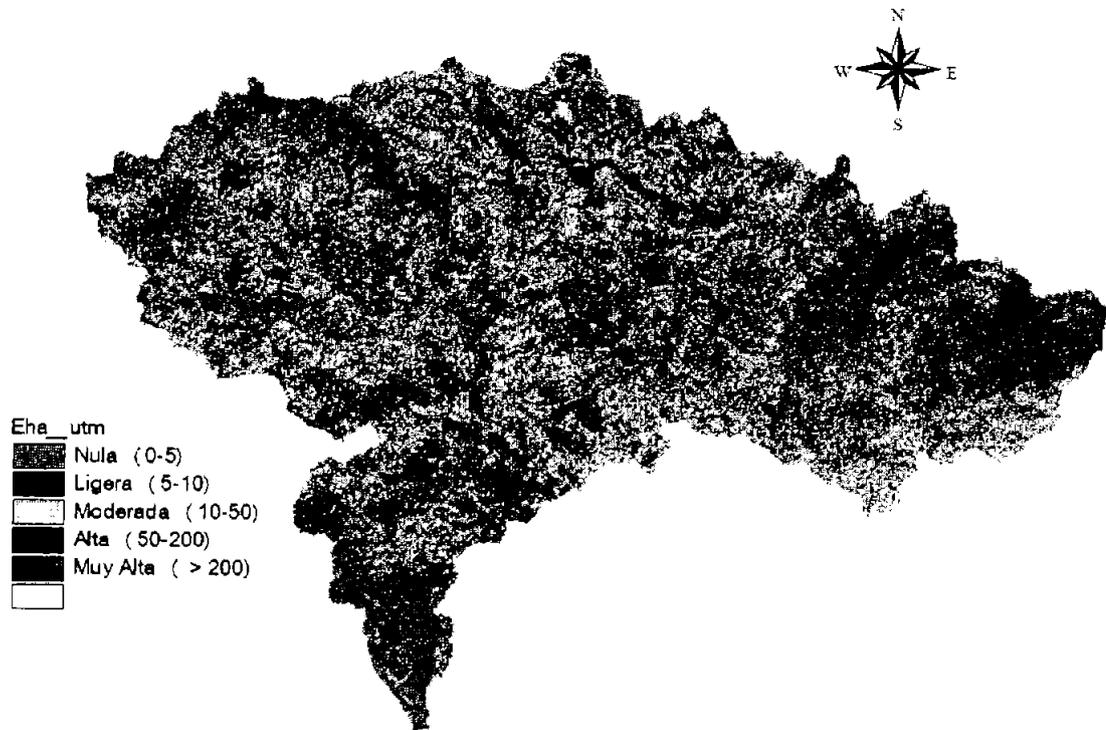


Figura 5.6 Mapa de Erosión de la cuenca del Río Papagayo.

De acuerdo con la tabla 5.5 la cuenca del Río Papagayo presenta una erosión potencial de 48.84 millones de toneladas al año, siendo un área de 72,750 ha las severamente erosionadas, representando aproximadamente el 9% de la cuenca. Las zonas que presentan erosión muy alta están conformadas principalmente por cultivos agrícolas.

Con la relación S/E de 0.48 y las 48.84 Mton/año, se determinó que el volumen de sedimentos que llegarían al embalse sería de aproximadamente a 23.44 Mton/año, lo que equivale a 14.65 Mm³/año.

Tabla 5.6 Tasa de entrega y producción de Sedimentos en la cuenca del Río Papagayo.

Erosión (Mton/año)	Tasa de entrega	Producción de Sedimentos	
		(Mton/año)	(Mm ³ /año)
48.84	0.481	23.44	14.65

Al implementar cultivos de cobertura a las zonas severamente erosionadas se modifica la vegetación en la zona, y con ello el valor de C que tenían. El valor de C correspondiente a la agricultura se encuentra entre 0.36 y 0.42 aproximadamente dependiendo del tipo de agricultura que se trate, al cambiar la agricultura a cultivos de cobertura este factor se modifica al valor de 0.20 [Figueroa, 1991]. La tabla 5.7 el valor de la erosión obtenida al implementar cultivos de cobertura a las zonas severamente erosionadas. En la figura 5.8 se muestra el mapa correspondiente.

Tabla 5.7 Erosión anual estimada de la cuenca del Río Papagayo

Rango de erosión		Superficie (ha)	Superficie erosionada respecto a la original (%)	Erosión (ton/año)
Nula	< 5	89,196.25	-15.45	222,990.64
Ligera	5 – 10	79,411.30	+7.21	595,584.74
Moderada	10 – 50	341,423.52	+7.74	10,242,705.70
Alta	50 – 200	203,389.34	+5.49	25,423,667.15
Muy Alta	> 200	46,301.19	-36.35	9,260,237.25
Total		759,721.60		45,745,185.48

Tasa de erosión

60.21 ton/ha/año

(-) Disminuye la superficie erosionada con respecto a la original

(+) Aumenta la superficie erosionada con respecto a la original

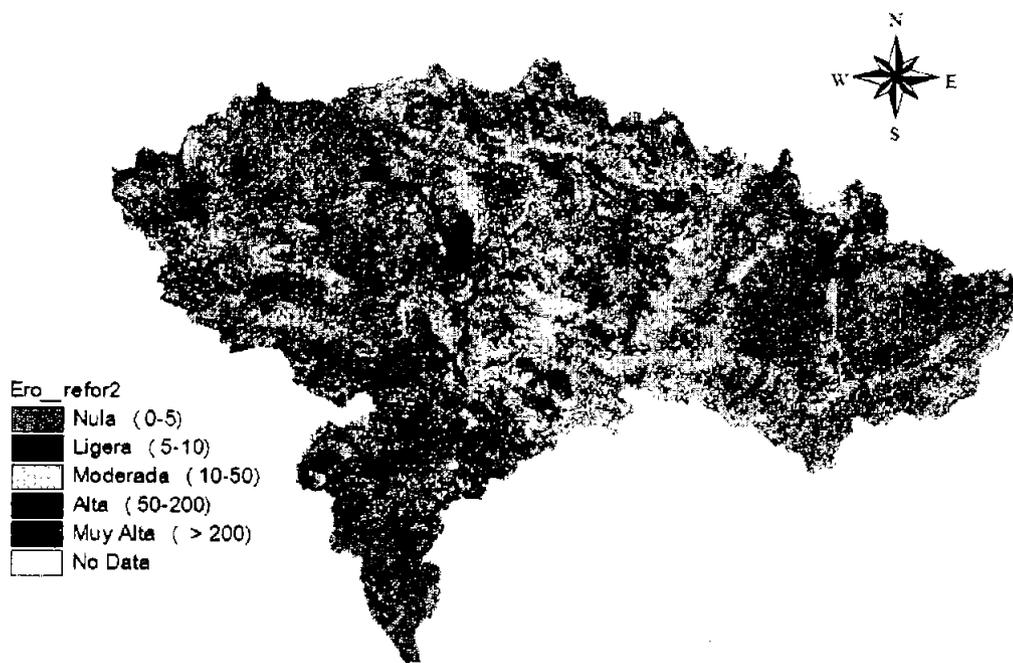


Figura 5.7 Mapa de Erosión con programa de control de erosión aplicado

Con la aplicación de cultivos de cobertura en la cuenca, como se esperaba, se redujo la erosión al pasar de 48.84 a 45.75 millones de toneladas al año, una reducción de casi el 6%. Como consecuencia se reducen también los sedimentos que llegan al embalse, siendo ahora 22.00 millones de toneladas por año que llegan al embalse, lo que equivale a 13.75 millones de metros cúbicos por año.

Tabla 5.8 Tasa de entrega y producción de Sedimentos aplicando un programa del control de erosión.

Erosión (Mton/año)	Tasa de entrega	Producción de Sedimentos	
		(Mton/año)	(Mm ³ /año)
45.75	0.481	22.00	13.75

Al aplicar el programa de control de erosión en las zonas de muy alta erosión, se disminuyó 1.50 Mton/año los sedimentos que llegan al embalse, es decir se redujo en un 6%. Se considera que el aporte de sedimentos disminuyó poco debido a que sólo se tomó en cuenta el área con erosión muy alta, lo cual podría ser mayor si son tomadas en cuenta otras áreas

y aplicarles la medida de control. Por otra parte, si observamos las tablas 5.5 y 5.7 podemos notar que las áreas con una erosión muy alta se disminuyeron en poco más del 36%, parte de la erosión se distribuyó en otras áreas, es decir se disminuyeron a las zonas con erosión muy alta y se aumentaron las zonas altas.

Como una primera aproximación debido a que no se cuenta con información local sobre los costos involucrados, en la determinación del costo del programa de control de la erosión se supondrá el mismo costo unitario por hectárea al cultivo (CCu) de cobertura que se utilizó para la subcuenca de la laguna Chignahuapan [Rivera, 2001]. El costo del programa de control de erosión (CPE) se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.9 Costo total de la implementación de Cultivos de Cobertura.

Cultivos de cobertura	CCu (\$mex2001)	SE (ha) ¹	CPE (\$mex2001)
Sin cercos	2,798.00	72,750	203,556,018.00
Con cercos vivos	9,941.50	72,750	723,249,519.00
Avena y Cebada	4,011.00	72,750	291,802,426.00

El tiempo de uso de la central hidroeléctrica sin la aplicación de programas para el control de erosión es el siguiente de acuerdo a Ec. (4):

$$t_1 = \frac{2051Mm^3}{14.65Mm^3 / \text{año}} = 140 \text{ años}$$

El tiempo de uso de la central hidroeléctrica aplicando algún programa para el control de erosión es el siguiente:

$$t_1 = \frac{2051Mm^3}{13.71Mm^3 / \text{año}} = 149.6 \text{ años}$$

¹ Superficie con erosión muy alta tomada de la tabla 5.5. Datos actuales.

El incremento de tiempo que se produce en el uso de la central hidroeléctrica representa el tiempo extra que puede operar la misma y este incremento fue de según Ec. (5):

$$\Delta t = 9.6 \text{ años}$$

De acuerdo a los resultados obtenidos y las características propias de la central hidroeléctrica planeada construir en la cuenca del Río Papagayo, se realizó el análisis costo-beneficio y los resultados se muestran a continuación:

Cómo la vida útil de los componentes electromecánicos es de 50 años y la del embalse es de entre 140 y 150 años, es necesario hacer un cálculo a valor presente, cambiando cada 50 años completamente los componentes electromecánicos.

$$VP = -5,669,843,769.00 - 1,165,599,446.00(0.0034601) - 1,165,599,446.00(0.0000119)$$

$$VP = -5,673,890,730.00$$

El signo negativo implica que es un costo y representa el valor anterior el monto de la inversión que se tendría que hacer en el presente para realizar el proyecto. Para realizar el cálculo se utilizó una tasa de descuento del 12% anual.

El costo unitario de generación ($C_u G$) para 140 años y para 149.6 según Ec. (6) se muestra a continuación:

$$C_u G_{140} = \frac{0.10740731 * 5,673,890,730.27}{1,335,000} \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

$$C_u G_{140} = 455.04 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

$$C_u G_{149.5} = \frac{0.10702862 * 5,673,890,730.27}{1,335,000} \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

$$C_u G_{140} = 454.88 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Para realizar esta operación se despreciaron los costos de operación y mantenimiento, ya no se cuenta con esta información y la experiencia muestra que representan solo una pequeña parte del monto de inversión inicial [COPAR, 2003].

El costo total de generación para cada año entonces es, de acuerdo Ec. (8):

$$C_{TG_{140}} = 455.04 * 1,335,000.00 \text{ [\$mex2001]}$$

$$C_{TG_{140}} = \$ 607,916,942.18 \text{ [\$mex2001]}$$

$$C_{TG_{149.5}} = 454.88 * 1,335,000.00 \text{ [\$mex2001]}$$

$$C_{TG_{149.5}} = \$ 607,268,694.89 \text{ [\$mex2001]}$$

La Diferencia entre los costos multiplicado por los años que se aumentó la vida útil del embalse representa el beneficio que se puede obtener de implementar los programas para el control de erosión.

$$B = (607,916,942.18 - 607,268,694.89) * 9.5$$

$$B = 2,064,433.04 \text{ [\$mex2001]}$$

La relación costo-beneficio es:

$$\frac{B}{CPE} = \frac{2,064,433.04}{203,556,018.00}$$

$$\frac{B}{CPE} = 0.0101$$

$$\frac{B}{CPE} < 1$$

² Se realizaron los cálculos con el Costo de aplicar cultivos de cobertura sin cercos vivos.

Como se puede notar la relación costo beneficio es mucho menor a la unidad por lo que pareciera que el implementar programas para el control de erosión mediante cultivos de cobertura no se justifica.

La hipótesis planteada originalmente para este trabajo, la extensión de la vida útil del embalse, no fue suficiente para determinar que la implementación de programas para el control de erosión es económicamente viable. Como se observa con los resultados la viabilidad económica no se da sí solamente se toma en cuenta el beneficio de alargar la vida útil del embalse. Sin embargo no pueden considerarse estos resultados concluyentes, es necesario cuantificar otros beneficios de la disminución del aporte de sedimentos que no fueron tomados en cuenta al realizar los cálculos. Como ejemplo de los beneficios adicionales que deberían ser tomados en cuenta, se encuentran el aumento de la capacidad útil de la presa con lo que la generación de electricidad se podría aumentar, es decir se podría generar mayor cantidad de electricidad, y con esto se generarían mayores beneficios económicos. Otro beneficio de la disminución de la tasa de sedimentos es la disminución del nivel mínimo de aguas necesario para generar, con lo que se puede considerar disminuir la altura de la cortina en la misma proporción, y esto también se vería reflejado en un beneficio económico. Estos beneficios no se consideraron por que se necesita un conocimiento mucho más preciso de la orografía y de un proyecto de obra civil más detallado.

Conclusiones.

En México se sabe que se cuenta con un importante potencial hidroeléctrico que puede ser aprovechado con grandes centrales. En el año 2002 sólo se utilizó poco más del 31% del potencial estimado en 1993. Es sumamente recomendable, sin embargo, que el aprovechamiento a gran escala del recurso hidroeléctrico se realice de una manera sustentable.

La experiencia ha mostrado que el principal causante de impactos negativos tanto de índole ambiental como social es la creación de un cuerpo de agua grande. En muchos casos se sobredimensionan los embalses para asegurar su vida útil, si este hecho se evita o si en lugar de grandes centrales se construyen pequeñas se pueden reducir impactos negativos.

Los sitios para construir grandes Centrales Hidroeléctricas cada vez son más escasos, pero algunas cuencas hidrológicas son susceptibles de aprovecharse con grandes embalses desde el punto de vista energético. Para no desaprovechar este potencial se deben tomar medidas que eviten o minimicen impactos.

Una de las maneras de aprovechar el recurso hidroeléctrico es a una escala pequeña. En México el recurso a pequeña escala es importante, aunque tampoco se ha estimado recientemente, lo que se sabe es por estudios realizados por la CONAE en 1995. Con este estudio se tiene una idea del potencial mini-hidráulico que hay en el país y se puede notar que esta subexplotado. Considero que la construcción de pequeñas y mini centrales hidroeléctricas deben ser tomadas en cuenta a la hora de tomar decisiones sobre qué tecnologías se emplearán para adicionar capacidad y asegurar el suministro eléctrico.

La existencia física de una Central Hidroeléctrica y su operación posterior generan perturbaciones ambientales y sociales, y el grado de la perturbación depende de su tamaño. Por esta razón, es necesario tener en cuenta que si se disminuye el tamaño de los embalses se disminuyen también los impactos producidos y con ello se podría tener una mayor aceptación social a este tipo de obras.

Otro problema importante que se presenta es la acumulación de sedimentos. Este problema afecta la capacidad útil del embalse. Además tiene repercusiones ambientales ya que afectan a la calidad del agua. Este problema puede ser tratado y llevar consigo beneficios. Al reducir la cantidad que sedimentos que llegan al embalse se puede asegurar la vida útil del embalse e incluso aumentarla, también con ello se puede estudiar la opción de reducir el tamaño de los mismos y no sobre dimensionarlos.

En la actualidad existen medidas exitosas que evitan, minimizan o compensan los impactos negativos. Estas medidas deben ser consideradas a la hora de diseñar un proyecto, determinando cual es la mejor medida que se adapta a las condiciones del sitio.

La metodología que se propuso en este trabajo para determinar la erosión potencial de una cuenca es sencilla y fácil de aplicar. Las conclusiones a las que se llegó son las siguientes:

- Se pronosticó que si se aplican programas para el control de erosión en cuencas se disminuye la cantidad de sedimentos que llegan al embalse y con ello se alarga la vida útil de las presas, el beneficio que con lleva podría ser tanto ambiental como energético.
- Se pronosticó que al implementar técnicas para el control de erosión, ésta se reduce y con ello la cantidad de sedimentos que llegan al embalse. Al disminuir la cantidad de sedimentos también se aumenta la vida útil del embalse y posibilidad de seguir generando electricidad.
- El aumento de la vida útil de un embalse no es un argumento suficiente para concluir que existe o no una viabilidad económica al implementar medidas del control de erosión. Se deben considerar otros factores que se originan del mismo control de erosión y que pueden presentar beneficios económicos mayores, tales como la posible disminución del tamaño de la cortina, una mayor capacidad de generación y la disminución de externalidades que se presentan. En el análisis se

deben incluir dichos factores para determinar la viabilidad económica de la propuesta hecha con este trabajo.

A pesar que no se pudo llegar a una conclusión sobre los beneficios económicos, por la naturaleza de la medida propuesta se cuenta con beneficios ambientales difíciles de cuantificar.

BIBLIOGRAFIA

1. Arreguín F. I., Herrera C., Merengo H., y Paz Soldán G. A. El Desarrollo de las presas en México. Memorias. Asociación Mexicana de Hidráulica (AMH) e Instituto Mexicano de la Tecnología del Agua. México, 1999.
2. Bazán gerardo, Reinking Arturo, Vélez Carlos, Mulás Carlos, Compendio de información del sector energético mexicano 2001, PUE-UNAM.
3. Becerra Moreno A. Erosión de suelos, apuntes de la primera parte del curso de conservación de suelos. Universidad Autónoma de Chapingo. 1994.
4. Becker J. M., Abernethy C. S., y Dauble D. D. Identifying the effects on fish of changes in water pressure during turbine passage. Hydro Review. September 2003.
5. Cernea Michael M. Hydropower Dams and Social impacts: A Sociological Perspective, Environmentally Sustainable Development, The World Bank, January 1997.
6. Comisión Federal de Electricidad (CFE). Subdirección de Programación. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. México D. F. CFE. 2003.
7. Comisión Nacional del Agua (CNA). Manual de ingeniería de ríos, Sedimentación en embalses. Capítulo 18. 1993
8. Comisión Mundial de Represas (CMR). Represas y Desarrollo: Un nuevo marco para la toma de decisiones. Comisión Mundial de Represas. Noviembre de 2000. www.dams.org
9. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE). Estudio de la situación de la Minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla. Capítulo 1 La Minihidroeléctrica en el mundo. Septiembre de 2002. www.conae.gob.mx
10. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE). Estudio de la situación de la Minihidráulica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla. Capítulo 6 Evaluación de la potencia a instalar y de la generación media anual. Septiembre de 2002. www.conae.gob.mx

11. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE). Energía Minihidráulica. Marzo 2003. www.conae.gob.mx
12. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE). Minihidráulica. Capítulo 2 Beneficios Económicos y Sociales al desarrollar proyectos Minihidroelectricos. Marzo 2003. www.conae.gob.mx
13. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Recursos de Energía renovables en México. Febrero de 2002. www.conae.gob.mx
14. Córdova Roberto. Breve historia de las turbinas hidráulicas. <http://www.uca.edu.sv/deptos/ccnn/dlc/pdf/turbinas.pdf>
15. Corona Leonel, *Teorías económicas de la innovación tecnológica*, IPN, primera edición, 2002.
16. Cortés T. H. Caracterización de la Erosividad de la lluvia en México utilizando métodos multivariados, Tesis de Maestría. Colegio de Postgraduados, Montecillos, México. 1991.
17. Department of Energy Hydropower Program. The Advanced Hydropower Turbina Systems Program. U. S. DOE Hydropower Program. 2001
18. Dominguez C. M. A. La cuenca Santa Catarina Qro., estudios para su conservación y manejo. Universidad Autónoma de Querétaro. Mayo de 2000.
19. Dosi Giovanni, *Technological paradigms and technological trajectories*, Research policy, 1982, vol 11 pag. 147-162.
20. Dosi Giovanni, *Sources, Procedures and Microeconomic Effects of innvation*, Journal of Economy Literature, vol XXVI, 1988.
21. Dosi Giovanni and Nelson Richard, *An introduction to evolutionary theories in economics*, Evolutionary Economics, 1994.
22. Fao. Metodología provisional para la evaluación de la degradación de los suelos. Roma Italia. 1980.
23. Fernández Pedro, *turbinas hidráulicas*, <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Hidraulicas/PDFs/Turb.Hidraulicas1.pdf>
24. Figueroa S. B., Amante O. A., Cortés T. H. G., Pimentel L. J., Osuna C. E. S., Rodríguez O. J. M., y Morales F. F. C. Manual de predicción de pérdidas de suelo

-
- por erosión. Secretaria de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Colegio de Postgraduados. Chapingo, México. 1991.
25. Francfort J. E., Cada G. F., Dauble D. D., Hunt R. T., Jones D. W., Rinehart B. N., Sommers G. L., y Costello R. J. Environmental Mitigation at Hydroelectric Projects. Volume II. Benefits and Cost of Fish Passage and Protection. Idaho National Engineering Laboratory. January 1994.
26. Fritz Jack, *Small and mini hydropower systems*, McGraw-Hill, 1984
27. International Commission on Large Dams (2001), Dams and the Environment. A viewpoint from the International Commission on Large Dams
28. International Energy Agency. "Hydropower and the Environment Effectiveness of Mitigation Measures". IEA Annex III-Subtask 6. Mayo de 2000 www.ieahydro.org/Environment/HyA3S6.pdf.
29. IUCN-The World Conservation Union and The World Bank Group (1997), Large Dams. Learning from the past looking at the future, Workshop Proceeding, Gland Switzerland, April 11-12, 1997.
30. Instituto Nacional de Geografía, Estadística e Informática (INEGI). 2004
31. Lerer Leonard B., Health Impacts of Large Dams, Environmental impact assessment review; 19: 113-123. 1999.
32. McCartney M. P., Sullivan C., y Acreman M. C. Ecosystem Impacts of Large Dams. Center for Ecology and Hydrology, UK IUCN-The World Conservation Union.
33. Martínez Ménez M. R., López Martínez R., Hernández Fuentes E. Relación Sedimentos-Erosión en la cuenca alta del Papaloapan. XI Congreso Nacional de Irrigación. Guanajuato, Guanajuato México. 19-21 Septiembre de 2001.
34. Montes León M. A., Domínguez Cortazar M. A., y Ventura Ramos E. Utilización de un SIG en la estimación del riesgo de erosión hídrica en la cuenca Santa Catarina, Querétaro. Facultad de Ingeniería-División de Posgrado, Universidad Autónoma de Querétaro. Cerro de las Campanas, Querétaro, Querétaro. 2000
35. Morris Gregory, Reservoir sedimentation handbook: Design and Management of Dams, Reservoirs and Watersheds for sustainable use. McGraw Hill, 1997.

36. Pardo Mercedes, El impacto social (positivo y negativo) de las construcciones hidráulicas, Primer Congreso sobre planeación y gestión de aguas, Zaragoza, 14-18 Septiembre 1998.
<http://www.unizar.es/fnca/congreso1/docum/ponen/405.pdf>
37. Perdomo Silvana, Impacto social y ambiental de represas hidroeléctricas en la Amazonia, informe de la primera etapa de investigación, Centro internacional de investigaciones para el desarrollo IDRC-Canadá. 2000
<http://www.ems-sema.org/archivosforo/represas.amazonia.pdf>
38. Ríos Berber, J. D. Efecto de la cobertura vegetal en el proceso erosivo. Tesis de Maestría. Colegio de Postgraduados, Montecillos México. 1987.
39. Rivera Pedro. Abonos verdes, Especificaciones y Diseño Tipo. IMTA, 2001.
40. Rivera Pedro. Cultivos de Cobertura, Especificaciones y Diseño Tipo. IMTA, 2001.
41. Rivera Pedro. Siembra de Forrajes, Especificaciones y Diseño Tipo. IMTA, 2001.
42. Rivera Pedro. Reforestación con Tinajas Ciegas, Especificaciones y Diseño Tipo. IMTA, 2001.
43. Rivera Pedro. Manejo y Conservación Forestal, IMTA, 2001
44. Rodríguez Joaquín, Evaluación de impactos sociales y ambientales en proyectos hidroeléctricos. Energía y medio ambiente, una perspectiva económico-social, 1995. pag. 235-253.
45. Sale M.J., G. F. Cada, L.H. Chang, (1991), "Environmental Mitigation at Hydroelectric Projects", Vol. 1. Current Practices for Instream Flow Needs, Dissolved Oxygen, and Fish Passage, U.S. Department of Energy,
<http://hydropower.inel.gov/environ/volume1.pdf>
46. Schoijet Mauricio, Ciencia y cultura: Historia de la energía., Marzo-Mayo 2002. No 45, volumen 9 pág. 51-57 <http://www.elementos.buap.mx/num45/htm/51.htm>
47. Secretaria Nacional de Energía (SENER). Programa de investigación y desarrollo tecnológico del sector energético. www.sener.gob.mx
48. Secretaria Nacional de Energía (SENER). Programa sectorial de energía 2001-2006. www.sener.gob.mx
49. Secretaria Nacional de Energía (SENER). Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011. www.sener.gob.mx

50. Trussart Serge, Danielle Messier, Vincent Roquet, Shuichi Aki, "Hydropower projects : a review of most effective mitigation measures", *Energy Policy*, 30 (14), 1251-1259. 2002.
51. Uribe C., Velasco J., y Escobar J. A. Evaluación de impacto ambiental como un componente de la evaluación económica. Asociación Colombiana de Ingeniería Sanitaria y Ambiental –ACODAL Calli- Colombia. *Gaceta Ambiental* Edición No. 4. Octubre-Diciembre de 1991.
52. Valero Enrique, *Energía Minihidráulica, aspectos medioambientales*.
53. Verdesio Juan, *LE CHANGEMENT TECHNIQUE SOUS CONTRAINTE ENVIRONNEMENTALE: PRODUCTION ET TRANSPORT DE L'ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE*, Séminaire de 2^e année de Thèse, 1996.
54. World Commission on Dams, *Dams and development. A new framework for decision-making*, chapter 3, *Ecosystem and Large Dams: Environmental and performance*, November 2000.
55. Zarate Rocha L. *Economic and Social impact of Hydroelectric projects in developing Countries*. World Energy Council. 2003.