



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS:
UNA ALTERNATIVA PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ESTUDIO DE CASO

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERIA CIVIL - HIDRÁULICA

P R E S E N T A:

MISAEAL ALCARAZ ALCARAZ

TUTOR:

DR. PEDRO ANTONIO GUIDO ALDANA



2011

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Francisco Javier Aparicio Mijares

Secretario: Dr. Carlos Escalante Sandoval

Vocal: Dr. Pedro Antonio Guido Aldana

1er. Suplente: Dr. Octavio Ramón Salazar San Andrés

2do. Suplente: Dra. Lilia Reyes Chávez

Jiutepec, Morelos.

Universidad Nacional Autónoma de México-Campus Morelos.

TUTOR DE TESIS:

DR. PEDRO ANTONIO GUIDO ALDANA

FIRMA

DEDICATORIAS

A aquél que *“todo lo ha hecho bello a su tiempo”*

(Eclesiastés 3:11a) (Salmos 83:18)

*“¡Cuántas son tus obras, oh Jehová!
Con sabiduría las has hecho todas...”*

(Salmos 104:24)

*“¿Quién ha dividido un canal para la inundación...?
¿Existe padre para la lluvia?...”*

(Job 38:25, 28)

*“Los ríos van todos al mar, pero el mar nunca se llena;
y vuelven los ríos a su origen para recorrer el mismo camino”*

(Eclesiastés 1:7, *Versión Popular*)

*“Por supuesto, toda casa es construida por alguien,
pero el que ha construido todas las cosas es Dios”*

(Hebreos 3:4)

*“Debido a la abundancia de energía dinámica,
porque él también es vigoroso en poder...”*

(Isaías 40:26)

A mi padre:

Jaime Alcaraz Lara, con admiración y respeto por su gran ejemplo y papel determinante en mi preparación profesional.

A mi madre:

Ma. Magdalena Alcaraz Betancur, con profundo cariño y gratitud ilimitada que a base de sacrificios me ha brindado su apoyo en cada faceta de mi vida.

A mis hermanos:

Rafael y Uziel, con profunda gratitud por todo su apoyo incondicional y representar un orgullo para mi familia.

A mí novia:

Zulma Grecia Bernal Salmorán, con todo mi amor siendo la razón principal para lograr esta meta en la vida y por brindarme su apoyo y el privilegio de compartir al lado de una princesa estos momentos.

A la familia Bernal Salmorán:

Por “adoptarme” como su hijo y brindarme toda su ayuda y confianza en todo sentido.
A los abuelitos... ¡muchas gracias!

AGRADECIMIENTOS

A la máxima casa de estudios, la Universidad Nacional Autónoma de México (**UNAM**) por brindar los estudios de posgrado en Ingeniería a fin de obtener el grado de maestría en la especialidad de ingeniería hidráulica.

A mi asesor:

Dr. Pedro Antonio Guido Aldana
por sus buenas sugerencias y ser
una parte importante como maestro
en mi vida y durante la especialidad.

A mis revisores:

Dra. Lilia Reyez Chavez,
Dr. Fco. Javier Aparicio Mijares,
Dr. Octavio Ramón Salazar San Andrés,
Dr. Carlos Escalante Sandoval por sus
valiosas sugerencias a este trabajo.

*Al Consejo Nacional de Ciencia y
Tecnología (CONACyT) por impulsar el
desarrollo científico y otorgarme el
apoyo económico para mis estudios de
posgrado referentes a la maestría en
ingeniería civil.*

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas (**IIE**)
por abrirme sus puertas a fin de llevar a cabo
la investigación e invitarme a colaborar bajo
el desarrollo y publicación del presente
proyecto dentro de sus instalaciones.

A mi asesor:

Dr. Alberto López López por su
respaldo incondicional durante todo
el tiempo que estuve realizando las
distintas estancias en el IIE.

ÍNDICE

Contenido	Página
Resumen	viii
Abstract	ix
Objetivo	x
Motivación	xi
Descripción y organización	xiii

Capítulo

1. REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.1 Antecedentes	17
1.2 Situación actual en México	19
1.3 Proyectos de repotenciación	22
1.4 Conceptos claves	29
1.5 Tendencias y perspectivas mundiales	31
1.6 Análisis y discusión general	36

2. LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN MEXICO

2.1 Antecedentes	38
2.2 Clasificación de centrales hidroeléctricas	40
2.3 Generalidades, definiciones y funcionamiento	42
2.4 Sistema hidroeléctricos	46

2.5	Panorama nacional	50
2.6	Demanda de energía eléctrica	66
2.7	Análisis y discusión general	69
3.	EVALUACIÓN DE ESTUDIOS	
3.1	Estudio técnico	71
3.2	Estudio económico	77
3.3	Estudio medioambiental	88
3.4	Resumen general	98
4.	ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO DE NECAXA	
4.1	Objetivos y consideraciones generales del proyecto	103
4.2	Resumen general del proyecto y sus áreas involucradas	107
4.3	Evaluación hidrológica y de políticas de operación de los embalses	111
4.4	Variabilidad y tendencias de la precipitación asociadas al cambio climático y el fenómeno del niño	201
4.5	Evaluación de riesgos naturales y geológicos	220
4.6	Diseño hidráulico y análisis para la selección de turbinas	260
4.7	Evaluación del impacto ambiental	279
4.8	Conclusiones generales del proyecto	293
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	295
	REFERENCIAS	301

RESUMEN

Por todo el mundo, una gran cantidad de centrales hidroeléctricas, en particular las más antiguas, están siendo sometidas a proyectos de repotenciación. Los proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas se han vuelto un tema muy interesante para los países con tradición en la construcción de tales centrales, y es que la repotenciación de centrales generadoras existentes representa una clara oportunidad para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales.

Actualmente, La Comisión Federal de Electricidad (CFE) reporta que el potencial hidroeléctrico total nacional se estima en 53,000 MW, del cual se tienen identificados 541 sitios con un valor de 19,600 MW. Según datos proporcionados por la CFE, el potencial hidroeléctrico aprovechado actualmente para generación de electricidad asciende a los 9,121 MW en 77 centrales (el 42% tiene más de 30 años de operación) con una generación anual de poco más de 20,000 GWh al año.

Para poder decidir un proyecto de repotenciación es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se describan aspectos técnicos, económicos y medioambientales. En esta tesis se definen los criterios que deberán ser integrados en un proyecto de repotenciación y se expone también un estudio de caso relacionado al proyecto de repotenciación de un sistema hidroeléctrico a fin de incrementar y mejorar su potencia y eficiencia respectivamente: el Sistema Hidroeléctrico de Necaxa (SHN).

ABSTRACT

Worldwide, a large number of hydroelectric plants, particularly older ones, are being subjected to repowering projects. Repowering projects of hydroelectric plants have become a topic of interest to countries with tradition in the construction of such plants, and the repowering of existing generating plant represents a clear opportunity to increase the capacity of electricity generation without need to install or build new plants.

Currently, the Federal Electricity Commission (CFE) reports that the national total hydroelectric potential is estimated at 53.000 MW, of which 541 sites are identified with a value of 19.600 MW. According to data provided by CFE, the hydroelectric potential is currently exploited for electricity generation amounted to 9.121 MW in 77 plants (42% are over 30 years of operation) with an annual generation of little more than 20,000 GWh per year.

To decide a repowering project is necessary to conduct a feasibility study that describes the technical, economic and environmental. In this thesis we define the criteria that must be integrated into a repowering project and also present a case study related to the proposed upgrading of hydroelectric system to increase and enhance their power and efficiency, respectively: Necaxa Hydroelectric System (SHN).

OBJETIVO

Esta tesis persigue mostrar lo atractiva que puede ser la repotenciación de centrales hidroeléctricas, como una de las alternativas para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica de las unidades en operación. La misma lo hace al presentar el estado en que se encuentra el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), especialmente en el sector hidráulico; el tiempo que llevan operando la mayoría de las unidades y centrales hidroeléctricas conectadas al sistema del país.

Para poder decidir un proyecto de repotenciación es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se describan aspectos técnicos, económicos y medioambientales. Esta razón obedece al desarrollo de este trabajo de y aunque no pretende mostrar los detalles de cada aspecto involucrado en la sustentabilidad de un proyecto de repotenciación, sí tiene como único objetivo definir los criterios que deberán ser integrados en un proyecto de repotenciación.

Algunos estudios de repotenciación de centrales hidroeléctricas han revelado resultados atractivos y beneficios económicos que pueden ser considerados para nuevos proyectos de rehabilitación o modernización de pequeñas y medianas centrales. Se expone como caso de estudio el proyecto de repotenciación del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa (SHN) –elaborado por especialistas de la Gerencia de Ingeniería Civil (GIC) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)- al ser evaluadas distintas alternativas con el propósito de incrementar su capacidad de generación, y reducir el número de sus unidades.

MOTIVACIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en un elemento indispensable para prácticamente todas las actividades de la vida moderna y una de las fuentes de energía renovable más atractiva es la hidroelectricidad.

Actualmente, existen 78 centrales hidroeléctricas en nuestro país, de las cuales 57 pertenecen a la Comisión Federal de electricidad (CFE) y el resto eran operadas por la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLyF). El 42% tiene más de 30 años de operación.

Por otro lado, y de manera más específica, las centrales minihidráulicas públicas a cargo de CFE y antes de CLyF, cuyo desarrollo se debió a las necesidades de electrificar el centro del país, tuvieron lugar en diseño y construcción en las décadas de los años 20's a 50's. Por tanto, la mayoría de estas plantas han operado por más de 60 años. Al inspeccionarlas, podría advertirse que acusan decrementos importantes en la capacidad de sus unidades por lo que en contados casos se ha procedido a su rehabilitación o automatización integral. Según estudios realizados por la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE), hoy CONUEE, la generación de estas centrales representa el 27% de todas las minihidráulicas en servicio actual y tienen una capacidad promedio de 1.2 MW por unidad.

Actualmente, el 33% de las centrales minihidráulicas públicas y privadas, se encuentra fuera de servicio, dejando de producir cerca de 130 GW/h. Estas centrales

salieron de servicio en su mayoría por lo obsoleto de los equipos, altos costos de operación y en algunos casos por falta de agua. Por lo anterior, es recomendable hacer los estudios respectivos en todas estas centrales para identificar aquellas que son viables de poner en servicio nuevamente.

En resumen, el país cuenta con 22 centrales públicas y 61 centrales privadas del tipo “minihidráulicas”. La mayoría de ellas con altos niveles de obsolescencia en sus equipos. Existen otras 36 centrales fuera de servicio, el recurso energético en la mayoría de ellas está aún disponible e incluso con posibilidades de incrementarse.

Por tanto, y teniendo presente que un proyecto de repotenciación de centrales generadoras representa una clara oportunidad para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica y mejorar su eficiencia sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales (*Williams, 1994*), se hace más que evidente la importancia de llevar a cabo estos proyectos a favor de las centrales que así lo requieran para el bien del sector eléctrico nacional.

DESCRIPCIÓN Y ORGANIZACIÓN

Para la elaboración de la presente tesis, con el firme propósito de demostrar la importancia tan relevante que tiene en el país un proyecto de repotenciación de centrales hidroeléctricas a fin de aportar significativamente su contribución en la futura expansión del Sistema Eléctrico Nacional, se llevaron a cabo a manera de capítulos, las siguientes actividades:

1. Investigación y análisis bibliográfico en el ámbito internacional en materia de proyectos de repotenciación.

Se llevó a cabo una extracción de la investigación bibliográfica internacional en materia de repotenciación de centrales hidroeléctricas mostrando las ventajas que los países han tenido al considerar un proyecto de rehabilitación o modernización repotenciando sus unidades en materia de capacidad energética. Se definirán a su vez los distintos conceptos involucrados y que se relacionan en el mejoramiento de una CH como resultado de los trabajos implicados en cada proyecto en particular.

2. Definición y generalidades de las Centrales Hidroeléctricas en México.

De suma importancia es conocer a grandes rasgos las características implicadas en una Central Hidroeléctrica (CH). Por ello, en este apartado se dará principal atención a las generalidades, definiciones, y funcionamiento de una CH tipo. Se darán breves detalles de ejemplos prácticos en nuestro país mostrando algunas

estadísticas interesantes que ilustran de mejor manera el comportamiento y los aportes que ofrece una CH al Sistema Eléctrico Nacional y su importancia en el desarrollo del país en materia de energía.

Se plantea también la necesidad de poner en marcha pequeñas centrales y de repotenciar centrales existentes que actualmente se encuentran fuera de servicio o en pobres condiciones operativas.

3. Evaluación previa a los proyectos de repotenciación.

Se planteará un enfoque global de los aspectos relevantes que deberán ser considerados al evaluar la rehabilitación o repotenciación de una Central Hidroeléctrica. Bajo esa perspectiva, se darán las pautas generales para una primera evaluación, que servirá como guía para futuros estudios en caso de establecerse la conveniencia de proseguir con un análisis más detallado.

Se especificarán todos y cada uno de los estudios a realizarse y los datos que deberán ser reunidos en cada uno de ellos a fin de integrar un proyecto completo de mejoramiento para Centrales Hidroeléctricas.

4. Estudio de caso: Repotenciación del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa (RSHN).

Bajo esta sección, se expondrán los motivos por los cuales se llevó a cabo el proyecto de repotenciación en una central generadora, el Sistema Hidroeléctrico de

Necaxa. Primeramente se definirá su problemática inicial, el planteamiento del problema, las alternativas propuestas así como la evaluación técnica de cada una de ellas según las distintas áreas involucradas y las actividades que se consideraron importantes para llevar a cabo el mismo.

El proyecto de RSHN, se gestionó bajo la supervisión de la GIC del IIE. Cabe reconocer, que para la elaboración de este proyecto, fue necesario la inclusión de un personal compuesto por especialistas de diversas áreas tales como: hidráulica e hidrológica, geología, sísmica, aerofotogrametría y geofísica, impacto ambiental, eléctrica, mecánica, entre otras.

En este proyecto colaboraron: Ing. Armandina Alanís Velázquez, M.I. Carlos Baeza Ramírez, M.C. Felipe de Jesús Alanís Quezada, M.C. Juan Carlos Escamilla García, Ing. Juan Mendoza Bollas, Ing. Juan Carlos Corona Fortunio, Dr. Luis Eduardo Pérez Rocha, M.I. Oliver Elimelec Nava Tristán, Ing. Alfonso Arenas Díaz, Ing. Claudia Elizabeth Cervantes Jaimes, Ing. Frank Gustavo García Rodríguez, Dr. Jorge Sánchez Sesma, Ing. José Arturo Montiel Rosado, Ing. José Luis Herrera Alanís, Ing. Marco Antonio Salinas Salinas, Ing. Marco Antonio Sosa Chiñas, Ing. Martín Lucino Cruz Miguel e Ing. Misael Alcaraz Alcaraz.

Aunque no se detalla cada área involucrada en el proyecto, si se comentan algunos datos interesantes en particular que definieron la selección de la mejor alternativa; esto, con el objetivo solamente de valorar la importancia de cada parte disciplinaria que tendrán lugar a la hora de iniciar un proyecto de repotenciación. Y

De manera particular, debido a la participación personal para la evaluación hidrológica e hidráulica se detallan más estas partes involucradas en el proyecto de RSHN.

5. Conclusiones y recomendaciones.

Finalmente, elaborado el presente proyecto de tesis, se plantearán las conclusiones finales y recomendaciones a seguir con el propósito de continuar con el funcionamiento del sistema de centrales hidroeléctricas en el país. Así también, las ventajas que tienen la mayoría de centrales en servicio fuera de operación tomando en cuenta el potencial hidroeléctrico que éstas puedan presentar y las probabilidades de aumentar en capacidad instalada (MW) y mejorar su eficiencia en materia de producción energética.

1. REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La energía eléctrica se ha convertido en un elemento indispensable para prácticamente todas las actividades de la vida moderna; a lo largo de los años, el sector eléctrico ha ido aumentando en capacidad hasta el grado de convertirse en una máquina interconectada, la más grande y extensa del mundo.

Una de las fuentes de energía renovable más atractivas es la hidroelectricidad, una energía con grandes beneficios para el mundo de hoy. Las Naciones Unidas definen una fuente de energía renovable como aquella que se puede reponer en un corto período de tiempo. La Hidroelectricidad cae dentro de este concepto ya que aprovecha la energía del agua corriente de los ríos para producir electricidad y la devuelve a su cauce original.

1.1 ANTECEDENTES

El aprovechamiento de la hidroelectricidad tuvo sus inicios con pequeñas centrales, y su desarrollo desde la mitad del siglo pasado se enfocó a la puesta en operación de grandes centrales en todo el orbe. En este sentido, México no fue la excepción, y en los últimos 30 años se han construido 11 centrales de entre 33 y 750 MW de capacidad efectiva (*Mulás del Pozo y Reinking, 1998*), y una más en

construcción (Proyecto Hidroeléctrico La Yesca) contra una sola central menor a los 30 MW de capacidad efectiva (Central Hidroeléctrica Colina con 3 MW).

Con el advenimiento del encarecimiento de las fuentes petrolíferas, desde los años setenta del siglo pasado, los productores miran a los pequeños proyectos hidroeléctricos como una alternativa para afrontar esta carestía y cubrir la demanda creciente de los asentamientos humanos más alejados de las grandes urbes (*Conae, 2010*). Por otro lado, casi en la misma época, los efectos del cambio climático a nivel global se hacen cada vez más evidentes, señalando a los gases de efecto invernadero como los principales culpables del aceleramiento de este proceso, inducidos por las actividades humanas al consumir grandes cantidades de hidrocarburos (*Gray, 2000*), por lo que las pequeñas centrales hidroeléctricas, consideradas como energías renovables (*Conae, 2010.*), se presentan como una opción para enfrentar estos dos graves problemas, y con ello también, contribuir a la diversificación de la energía en México.

El estado mexicano, a través de la Comisión para el Ahorro de Energía (*Conae*), presentó en 1995 un estudio para determinar el potencial aprovechable de pequeñas centrales con un caso de estudio en la región central de la vertiente del Golfo de México, identificando un total de 100 proyectos hidroeléctricos que en general, se presentan con una potencia instalada menor a los 30 MW (*Conae, 1995*).

1.2 SITUACIÓN ACTUAL EN MÉXICO

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es responsable de planear, diseñar y construir la infraestructura necesaria para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica que el país demanda. En concordancia con esto, ha instrumentado un programa de expansión a 10 años. El Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) describe toda la infraestructura eléctrica necesaria para los próximos 10 años. Anualmente se actualiza y con base en modelos económicos, ofrece el mejor programa económico de inversión para el sector eléctrico, tomando en consideración lo siguiente:

- Evolución histórica
- Crecimiento de población estimada
- Aumento de la demanda regional
- Perspectiva del desarrollo económico
- Tecnología en la generación de energía eléctrica

Como entidad del sector público, CFE se ha encargado de planificar la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (ver figura 1.1) para cubrir el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica que requiere el país, en condiciones de cantidad, calidad y precio con la adecuada diversificación de fuentes de energía, cumpliendo con sus objetivos y su misión en el corto y el mediano plazo y también ha

avanzado en sus procesos de modernización y competitividad. Una de las metas que siempre han caracterizado a CFE, es generar y obtener mayor volumen de energía eléctrica, mediante el mantenimiento adecuado de sus plantas generadoras y la ampliación de infraestructura de generación.

Hasta el mes de agosto de 2010, la CFE incluyendo a los Productores Independientes de Energía (PIE) contratados, contaba con una capacidad instalada de 51 571.096 MW, mayor en 2.63 por ciento a la que se tenía en el mismo periodo del año anterior (*CFE, cuarto informe de labores 2009-2010*) y una de las mejores contribuciones en el proceso de generación han sido las hidroeléctricas con un 16.6 por ciento del total.

Por otra parte, la CFE, es responsable del desarrollo de centrales generadoras cuya generación sea superior a 45 GWh/año por central. Como este no es el caso en ninguna de la minihidráulicas públicas, es recomendable promover su incorporación y permitir su modernización en esquemas COT (construir, operar y transferir) (*Conae, 1995*)

Por su parte, las centrales privadas representan la mayoría de las centrales minihidráulicas, con el 40% de la generación actual. El número registrado de éstas triplica a las centrales públicas y se encuentran dando servicio tanto de fuerza eléctrica como de fuerza mecánica en muchas fincas cafetaleras, zonas mineras, industrias y ranchos del país. Las obras civiles y los equipos electromecánicos que

las forman son mantenidos y rehabilitados con relativa frecuencia para tratar de conservar su confiabilidad y eficiencia. Muchos de los trabajos de mantenimiento de los equipos se realizan en talleres locales lo que representa ahorros importantes y reducción de la indisponibilidad de unidades.

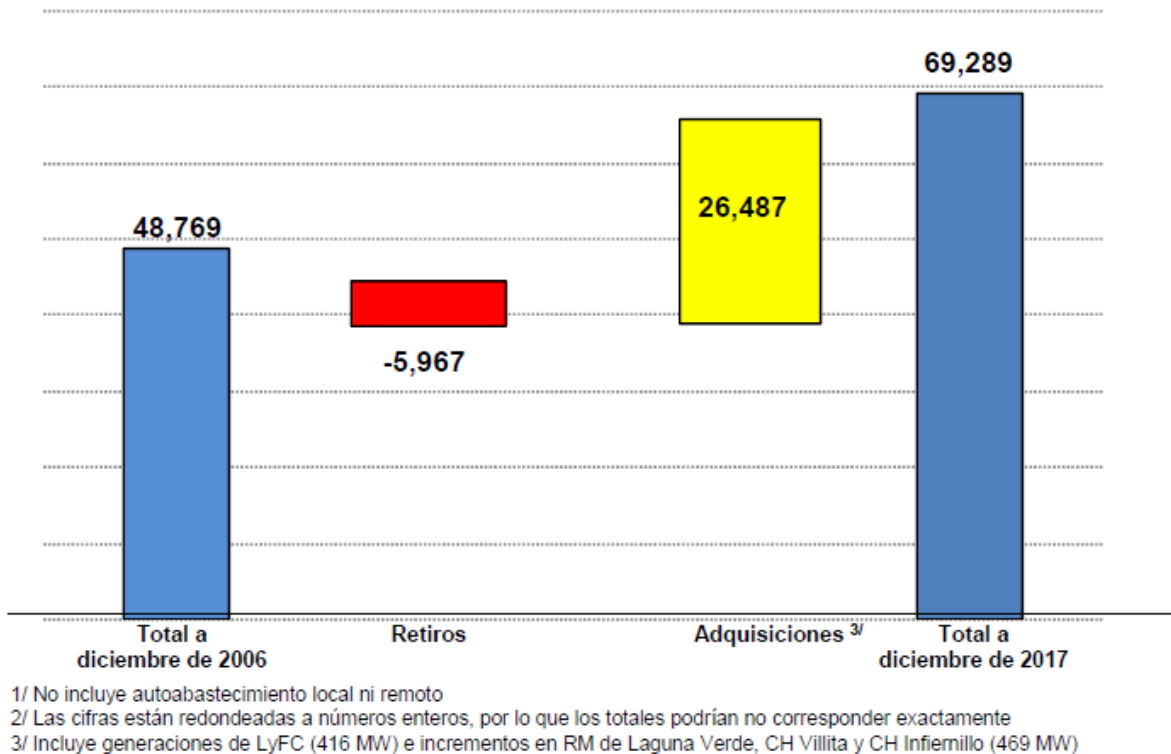


Figura 1.1 Programa de expansión y evolución de la capacidad del servicio público (MW). Fuente: CFE-POISE, 2008-2017

Se han realizado estudios en algunas de las centrales críticas con más de 30 años de operación para rehabilitarlas, repotenciarlas y modernizarlas, resultando muy atractivos sus resultados (Marengo, 2008). Incluso, durante periodo 2009-2010 y mediante proyectos de modernización y repotenciación se incrementó la capacidad

de las unidades 2 y 3 de la central hidroeléctrica Infiernillo en 80 MW al pasar de 120 MW a 200 MW cada una. Y este es tan solo un ejemplo de lo que significa un mejor aprovechamiento de las instalaciones actuales a través de proyectos de repotenciación contribuyendo así a las metas de expansión en capacidad del Sistema Eléctrico Nacional.

1.3 PROYECTOS DE REPOTENCIACIÓN

Muchas centrales hidroeléctricas a nivel mundial, particularmente las más viejas, están siendo rehabilitadas y repotenciadas, sea cual sea el tipo de la central. Los empresarios y los operadores de las centrales hidroeléctricas están rehabilitando y repotenciando sus instalaciones para incrementar la generación, aumentar su capacidad, mejorar la confiabilidad, reducir los gastos de operación y mantenimiento, extender la vida útil de la central y cumplir con las regulaciones ambientales y de seguridad (*Blanco, 1999*). Así lo demuestran los siguientes ejemplos:

La compañía nacional de electricidad (NEK) de Bulgaria rehabilitó diez de sus proyectos entre 1997 a 2007 para una capacidad total de 1.354 MW; la mayoría de las centrales hidroeléctricas tenía un tiempo de operación entre 30 y 50 años (*Kozarev, et al., 2008*). Este programa de rehabilitación y repotenciación coincide con la política nacional del país para mejorar la confiabilidad y la calidad del suministro de

energía y dicho programa contribuyó al mejoramiento de la eficiencia y a la reducción de los costos de operación.

La central hidroeléctrica St. Lawrence-Franklin D. Roosevelt de 912 MW, de la empresa New York Power Authority (NYPA), se instaló en 1958 en la frontera con Canadá y consta de 16 unidades. En 1977, la NYPA inició un programa de 280 millones de pesos para rehabilitar y modernizar el proyecto. Dentro de las consideraciones tomadas en cuenta para la repotenciación, se destaca un proyecto de automatización denominado sistema de control de la generación (GSC) que está diseñado para permitir el control remoto de la unidad, la operación y el monitoreo desde el centro de control y desde el tablero de control de la galería de la turbina. Aun cuando se tiene programado concluir dicho programa en el año 2013, de han tenido buenos resultados en cuanto al incremento de la capacidad y mejoramiento de la eficiencia en la producción de energía (*Tinacci, 2005*).

La central Kidatu de 200 MW, propiedad de Tanzania Electric Supply Company Limited (TANESCO) se puso en operación en 1975. Como la demanda de electricidad en ese país se incrementó de 100 MW en 1975 a 500 MW en 2003, TANESCO operó la central Kidatu en forma continua. El uso constante más el envejecimiento natural de la central originaron el deterioro del equipo. Por dichos motivos, entró en operación un programa de repotenciación en el que se incluyó un sistema automatizado de control y protección, el reemplazo de los reguladores de velocidad y la modificación del sistema de enfriamiento de las chumaceras del

generador. La reducción de los efectos mitigantes ha generado ganancias en la producción de energía anual del orden de los \$82,000 USD (*Tesha, 2005*)

La central hidroeléctrica Una de 6 MW, en Bosnia Herzegovina, se concluyó en 1954 y había estado en servicio continuo durante 47 años. Durante ese tiempo, la central produjo más de 1500 GW/h; sin embargo, había sido pobremente mantenida y había estado desde hacía tiempo en una situación de urgente necesidad para repotenciarla. Con este programa, la nueva central se modernizó de manera segura operando con un nivel muy alto de eficiencia, incrementando su capacidad de generación en 38.8% inicialmente y 45.6% de manera eventual. (*Avdic, 2002*).

En 1989, Hetch Hechty Water and Power que es la compañía que suministra energía a San Francisco, en California, inició un amplio programa de rehabilitación y repotenciación de sus unidades generadoras en sus cuatro centrales entre las que se ubica la central Moccasin que incluye dos turbinas Pelton de 57.5 MW y seis boquillas cada una. Con este proyecto, la eficiencia se incrementó en 1.2% (*Gass, 2003*)

La compañía australiana Hydro Tasmania (HT), posee actualmente 27 centrales hidroeléctricas y cuenta con una capacidad instalada de 2,260 MW. Entre estas centrales se encuentra Poatina de 300 MW y Trevallyn del tipo al hilo del agua, de 80 MW. Con base en las investigaciones realizadas por HT, se vió la posibilidad de incrementar la generación de energía, la capacidad pico y la confiabilidad y

disponibilidad de estas centrales. Lo anterior se lograría con un proyecto de rehabilitación y repotenciación de las centrales Poatina y Trevallyn (*Canning, 2003*), dos centrales técnicamente distintas y ligadas por una misma fuente de agua, la cual comparten.

Después de 30 años de estar operando por más de 2, 000, 000 horas, en las unidades Kaplan verticales de la central hidroeléctrica Iron Gates se habían estado incrementando los costos de mantenimiento y los riesgos operacionales. Por tal razón, la compañía VA TECHH Hydro se ha encargado del proyecto de repotenciación Rumano-Serbio. Dicho proyecto persiguió incrementar la confiabilidad del equipo y la disponibilidad de la central, aumentando la generación en un 12%, mejorando la eficiencia de sus seis unidades (*Kaufmann, 2002*)

La compañía Tennessee Valley Authority (TVA) ha iniciado un amplio programa multianual para evaluar y repotenciar sistemáticamente la capacidad hidroeléctrica de su territorio que abarca siete estados de EUA. Entre 1994 y 1997 se rehabilitaron un total de 14 unidades en 6 diferentes instalaciones. Dentro de su programa han examinado un análisis integral de todo el sistema de potencia realizando pruebas para establecer las capacidades de repotenciación de generadores hidroeléctricos como lo son las pruebas térmicas y eléctricas (*Poteet, 1997*)

Después de 24 años de operación de la central hidroeléctrica Liujiaxia en China, fue necesario modificar los parámetros originales del equipo a causa de daños

provocados por la abrasión de la arena contenida en el agua. Después de volver a estar en servicio la unidad 2, se ha operado en otras condiciones y ahora cuenta con 25 MW adicionales a los 230 MW originales (*Weimin y Xinrun, 1998*)

La energía hidroeléctrica representa alrededor de la quinta parte de la capacidad de generación total de Electricité de France (EDF), el más grande productor de electricidad del mundo. Casi la mitad de los 23, 100 MW de capacidad hidroeléctrica de EDF tiene por lo menos 20 años de edad en operación. Los administradores de EDF han decidido rehabilitar y repotenciar docenas de unidades hidroeléctricas en un ambiente político y económico que ubique el énfasis de crecimiento con competencia, comparación económica y responsabilidad social. La EDF ha estado desarrollando un enfoque analítico para identificar los proyectos de repotenciación que tengan el valor más económico (*Dupuy, 1995*)

La central hidroeléctrica Tagokura en Japón es una de las centrales más grandes del país al generar 380 MW. Consta de 4 generadores de 105 MW. A pesar del deterioro sufrido después de 41 años de operación en 1999, no se reemplazaron los principales elementos de los generadores. Hasta la fecha, después de varios años se hizo necesario un proyecto de rehabilitación y repotenciación de las turbinas con un incremento en capacidad de hasta 20 MW con nuevas soluciones técnicas. (*Chiba, 2007*).

Como último ejemplo, durante los últimos años se ha incrementado la potencia instalada en el Sector Eléctrico Mexicano, ya sea por la construcción de nuevas centrales generadoras (bajo el esquema de productores independientes) o por la ampliación o la repotenciación de centrales generadoras existentes. De las 78 centrales hidroeléctricas que existen en nuestro país, el 42% tiene más de 30 años de operación (ver tabla 1.1). Ya se han realizado estudios en algunas de ellas para rehabilitarlas, repotenciarlas y modernizarlas, resultando muy atractivos sus resultados (ver tabla 1.2).

Tabla 1.1. Antigüedad del equipo en las centrales hidroeléctricas del país. Fuente: CFE

ANTIGÜEDAD DEL EQUIPO	NÚMERO DE PROYECTOS	NÚMERO DE TURBINAS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	% DE POTENCIA
Turbinas con más de 50 años de antigüedad	24	66	437	4
Turbinas entre 40 y 49 años de antigüedad	16	49	1,900	17
Turbinas entre 30 y 39 años de antigüedad	4	17	2,370	21
Turbinas entre 20 y 29 años de antigüedad	5	19	3,578	32
Turbinas entre 10 y 19 años de antigüedad	5	12	2,017	18
Turbinas con menos de 10 años de antigüedad	2	3	752	8
TOTAL	57	166	11,054	100

Se sabe de casos exitosos tanto en otros países como también en México. Recientemente una empresa en Orizaba Ver., realizó la rehabilitación de su central minihidráulica de 2 MW y en otra industria vecina se informan ahorros de hasta el 63% respecto a la tarifa de CFE en la operación de una central similar que tiene más

de 40 años en servicio. También, mediante proyectos de modernización, se incrementó la capacidad de las unidades 2 y 3 de la central hidroeléctrica Infiernillo en 80 MW al pasar de 160 MW a 200 MW cada una.

Tabla 1.2. Repotenciación, rehabilitación y modernización de centrales en operación.
Fuente: CFE

No.	PROYECTO	EDO.	CONDICIONES ACTUALES		PROPUESTA DE MEJORA	
			POTENCIA INSTALADA (MW)	GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)	POTENCIA INSTALABLE (MW)	GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)
1	Portezuelo I.	Pue.	1.79	7.81	2.57	17.9
2	Itzicuaró	Mich.	0.67	0.92	1.3	6.1
3	Portezuelo II.	Pue.	0.84	2.17	1.12	7.85
4	Ixtaczoquitlán	Ver.	0.83	5.78	2.25	15.8
5	Micos	SLP	0.69	3.35	1.6	10.2
6	Electroquímica	SLP	1.44	9.03	2.26	16.2
7	El Retiro	Chis.	22.25	67.42	24.95	75.61
8	La Angostura	Chis.	900	2,158.10	1,070.00	2,565.74
9	La Villita	Mich.	264.39	1,235.60	301.43	1,408.72
10	Infiernillo	Gro.	1,134.14	3,304.60	1,214.14	3,350.73

Como se puede observar, es posible mejorar el aprovechamiento de instalaciones actuales a través de proyectos de repotenciación (*Marengo, 2008*); y es por eso que las compañías de suministro eléctrico que pretendan repotenciar la capacidad de generación de sus centrales hidroeléctricas deben realizar un análisis completo de todo lo que implica la generación de energía (*Poteet y Keith, 1997*). Pero antes, conviene primero definir algunos conceptos que están involucrados en

esta clase de proyectos y los sinónimos con los cuales se puede relacionar la repotenciación como tal.

1.4 CONCEPTOS CLAVES

Dentro de la industria de la energía hidroeléctrica, los términos “rehabilitación”, “modernización” y “repotenciación” entre otros, se emplean para indicar la naturaleza, la extensión o el resultado de mejoramiento a una central hidroeléctrica como resultado de los trabajos implicados en cada proyecto en particular. Dichos términos suelen aparecer bastantes veces en la literatura universal como sinónimos de mejora a una CH. Sin embargo, y para efectos del presente trabajo, es necesario redefinir bien estos términos para entender el alcance de cada uno de estos conceptos.

1.4.1 Rehabilitación

Se define como la restauración de alguna antigua planta, equipo o componente del sistema a través de un proceso de revisión y reparación, modificación, o reemplazamiento por cualquier propósito que sea como lo puede ser la prolongación de la vida útil (*Lazzeri, et al., 1999*) mejorar la confiabilidad o el rendimiento de producción energética. Algunos especialistas, definen el concepto de rehabilitación

sencillamente como la condición de mejorar o restablecer el desempeño actual de una CH (*Blanco, 1999*).

1.4.2 Modernización

Se entiende por Modernización de una CH a la modificación sustancial para cualquier propósito importante como el aumento de la capacidad o eficiencia, mejorar el control de operación de la misma, aumentar la seguridad y confiabilidad de la planta con el fin de reducir los costos de operación y mantenimiento. También sugiere la mejora de la CH por la actualización significativa en el rendimiento de algún componente moderno en comparación con el diseño original.

1.4.3 Repotenciación

Entiéndase por repotenciación a la sustitución de las unidades existentes con nuevas, normalmente de mayor capacidad o mayor eficiencia (*Blanco, 1999*) El término repotenciación normalmente se refiere al proyecto dirigido a incrementar la capacidad y eficiencia de una central hidroeléctrica.

1.5 TENDENCIAS Y PERSPECTIVAS MUNDIALES

En el año de 1998, como parte de un programa en el área de generación hidroeléctrica, el Instituto de Investigación en Energía Eléctrica¹ (EPRI, por sus siglas en inglés), inició el proyecto "Circulación de Tecnología Hidroeléctrica". El objetivo de dicho proyecto fue preparar informes de circulación por todo el mundo a fin de difundir datos útiles relacionados al ámbito de la hidroelectricidad.

Recientemente, EPRI² publicó un amplio informe donde presenta una visión general de las lecciones aprendidas y ejemplos típicos con respecto a la rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas tanto de servicios públicos, privados y grandes empresas con experiencia internacional. Dicho informe da a conocer las tendencias actuales a nivel internacional en materia de energía hidroeléctrica. A continuación se muestran algunos datos interesantes en relación con lo anterior.

Los empresarios operadores de grandes centrales hidroeléctricas, cada vez se inclinan más por rehabilitar y repotenciar sus instalaciones a fin de incrementar la capacidad de generación, reducir los gastos de operación y mantenimiento, extender

¹ El "Electric Power Research Institute" (EPRI) lleva a cabo investigación y desarrollo relacionados con la generación, distribución y uso de la electricidad en beneficio del público. EPRI reúne a sus científicos e ingenieros así como expertos del mundo académico y la industria para ayudar a abordar los desafíos de la electricidad, incluyendo la confiabilidad, eficiencia, salud, seguridad y el medio ambiente.

² Los miembros de EPRI representan más del 90 por ciento de la electricidad generada y entregada a los Estados Unidos y la participación internacional se extiende a 40 países.

la vida útil de la central y cumplir con las regulaciones ambientales y de seguridad. Algunos empresarios han adoptado programas muy formales y amplios (nivel global) y otros con enfoques de central por central, unidad por unidad y componente por componente. Muchos programas de repotenciación se han iniciado ya (alrededor de 48 tan solo en E.U.A) obteniendo mejoras considerables.

Por todo el mundo, muchas centrales hidroeléctricas en particular las más antiguas, están siendo sometidas a grandes proyectos de repotenciación. De los objetivos que han sido considerados para sustentar un proyecto de mejora a un CH se enlistan los siguientes:

- Prolongación de la vida útil
- Aumento de la capacidad de generación
- Mejora en la eficiencia energética
- Reducción del riesgo por falla catastrófica
- Reducción de paradas de operación forzadas
- Mayor capacidad para controlar la central por sistema de automatización
- Reducción de la degradación medioambiental
- Reducción en costos de operación y mantenimiento
- Cumplimiento de requisitos legales y de licencia para operar.
- Entre otros.

Dentro de los enfoques generales implicados en la repotenciación de centrales hidroeléctricas, se ha informado acerca de 66 proyectos de rehabilitación aproximadamente según una encuesta realizada a propietarios y organismos encargados de operar en países participantes como Estados Unidos, Canadá, Australia, Ghana, Reino Unido, entre otros. En la tabla 1.3 se presentan los aumentos en capacidad y eficiencia que han tenidos los distintos proyectos como resultado de los programas implementados.

Por otra parte, a casusa de los grandes sistemas hidroeléctricos existentes en el mundo, los propietarios y organismos operadores desarrollaron grandes programas de evaluación, planificación administración y rehabilitación y algunos ejemplos de aplicación se presentan a continuación (*Blanco, 1999*):

La EDF (Electricité de France) es el mayor productor de electricidad en el mundo y sus recursos hídricos son considerados muy importantes. La mitad de sus centrales hidroeléctricas cuenta con más de 20 años de operación razón por la cual EDF cuenta con un programa continuo de mantenimiento y rehabilitación de sus unidades. Aunque su desafío es de índole económico por la creciente competencia, sus ventajas técnicas han sido muy buenas.

La TVA (Autoridad del valle de Tennessee) ha designado a la fecha 88 unidades para proyectos de repotenciación, de los cuales 23 han sido completados. La edad promedio de sus unidades es de 50 años de operación. La capacidad de

generación ha sido incrementada en un 22 por ciento (152 MW) y su eficiencia ha aumentado en un 5.7 por ciento. El programa implementado por la TVA es evaluado cada año para darle prioridad a los proyectos que así lo requieran según las condiciones del equipo en cada central.

La Compañía Energética de Sao Paulo (CESP) desarrolló un enfoque prospectivo para evaluar la rehabilitación y repotenciación de algunas de sus unidades tomando en cuenta las tendencias futuras en tecnología para la generación de energía hidroeléctrica. Actualmente se ha evaluado cada alternativa propuesta por CESP a fin de expandir su sistema energético.

El Cuerpo de Ingenieros de los Estados Unidos (U.S. Army Corps of Engineers), ha realizado numerosos proyectos de repotenciación para el mejoramiento de sus instalaciones hidroeléctricas. El cuerpo cuenta con un modelo extenso para el análisis de cada proyecto basado en los riesgos posibles de cada planta al ser sometidas a la rehabilitación de sus componentes poniendo énfasis principalmente en la confiabilidad de la planta.

La AEP (American Electric Power Corporation) cuenta con un gran sistema hidroeléctrico de 16 plantas la mayoría de las cuales se consideran pequeñas. El programa de AEP actualmente consta de unos 70 proyectos de repotenciación de los cuales varias plantas incluyen la sustitución completa de sus turbinas y generadores.

Sus ventajas han sido mejorar la confiabilidad, reducir los costos de operación y extensión de la vida útil de cada central hidroeléctrica.

Tabla 2.3. Capacidades y eficiencias mejoradas en distintos proyectos de repotenciación. Fuente: EPRI

PROGRAMA O PROYECTO	EMPRESA O PROPIETARIO	No. UNIDADES	TIPO DE TURBINAS	CAPACIDAD INICIAL (MW)	CAPACIDAD FINAL (MW)	EFICIENCIA GANADA
Robert Moses Niagara	New York Power Authority	13	Francis	2275	2600	1-2%
Beauharnois	Hydro Québec	27, 11	Francis	1666	?	13.0%
Jupiá	Companhia Energética de Sao Paulo	14	Kaplan	1411	?	
Rocky Reach	Public Utility District No. 1 of Chelan Country	7, 4	Kaplan	1280	1316	
Wanapum	Public Utility District No. 2 of Chelan Country	10	Kaplan	900	1125	
Muddy Run	PECO Energy	8	Pump turbine	800	864	4.0%
Hydro Modernization	Tennessee Valley Authority	23, 88	Varies	700	850	5.7%
Shasta	U.S Bureau of Reclamation	3	Francis	328	426	
Búrfell	Landsvirkjun	6	Francis	230	300	4.0%
Holm	Hetch Hetchy Water and Power	2	Pelton	150	169	4.0%
Yale	PacifiCorp	2	Francis	100	140	9.0%
New Moccasin	Hetch Hetchy Water and Power	2	Pelton	112	115	1-2%
Kirkwood	Hetch Hetchy Water and Power	2	Pelton	84	86	2.5%
John Hollis Bankhead	Alabama Power Company	1	Propeller	46	52	
Stechovice	Czech Power Company CEZ, a.s.	2	Pump-turbine	42	53	
Forbestown	Oroville-Wyandotte Irrigation District	1	Francis	36.3	40.7	7.1%
Big Creek 1	Southern California Edison Company	2	Pelton	36	?	14.0%
Tafjord K2	Tafjord Power Company	2	Pelton	28	34	6.0%
Buchanan	Lower Colorado River Authority	2	Kaplan	25	34	
Chippewa Falls	Northern States Power Company	2, 4	Kaplan	21.6	24	10.0%
Austin	Lower Colorado River Authority	2	Kaplan	15	17.3	
Inks	Lower Colorado River Authority	1	Francis	11.5	14.9	
Bennetts Bridge	Niagara Mohawk Power Corporation	1	Francis	7.5	9.9	10.5%
Twin Branch	American Electric Power Corporation	6	Francis	7.3	4.8	61.0%
Berrien Springs	American Electric Power Corporation	4	Francis	7.2	7.2	
Nine Mile	Washington Water Power	2	Francis	6.8	20	23.0%
Great Falls	Duke Power Company	2	Francis	6	8	
Tuxedo	Duke Power Company	2	Francis	5	8	
Lookout Shoals	Duke Power Company	2	Francis	0	0.8	

*Nota: Los espacios vacíos obedecen a la falta de información

Finalmente, dentro de su programa de "planificación y gestión", la planta Beauharnois-Hydro de Quebec que actualmente cuenta con 30 unidades de 1666 MW de generación, comenzó un programa de modernización a causa de su importante actividad de generación eléctrica (12 millones de MW al año) Su objetivo: mejorar la eficiencia y aumentar su capacidad energética.

1.6 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN GENERAL

Como se puede apreciar, de lo anterior se desprenden algunas lecciones aprendidas. Empresas de generación de energía, consultores e instituciones de crédito, requieren cada vez más la necesidad de investigar la mejor y más económica manera de rehabilitar centrales hidroeléctricas (*Calderaro, 2006*). Los proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas se han vuelto un tema muy interesante para los países con tradición en la construcción de tales centrales (*Juric, 2003*), y es que la repotenciación de centrales generadoras existentes representa una clara oportunidad para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales.

La rehabilitación, reequipamiento, modernización o repotenciación, cualquiera que sea el trabajo para incrementar la capacidad, la confiabilidad y la eficiencia de la CH, representa invertir millones de dólares en la infraestructura (*Casselman, 2004*). En cualquier momento en la vida de los proyectos, los propietarios se enfrentan a la

incertidumbre de decidir por repotenciar o no sus instalaciones obsoletas, sin tener un marco de referencia sobre el cual apoyarse. Las compañías de suministro eléctrico que pretendan repotenciar la capacidad de generación de sus centrales hidroeléctricas deben realizar un análisis completo de todo lo que implica la generación de energía (*Poteet y Keith, 1997*). Por ello, es necesario conocer algunas particularidades que describan la operación de una central hidroeléctrica tipo.

2. LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN MÉXICO

2.1 ANTECEDENTES

La hidro-energía es quizás la forma más antigua de aprovechamiento de energía para el desarrollo de las actividades productivas del hombre. Las ruedas hidráulicas se utilizaron desde el tiempo de los antiguos romanos para actividades como la molienda de granos, los aserraderos o simplemente como fuerza mecánica.

A principio del siglo XX con el desarrollo de las turbinas modernas tipo Pelton, Francis, Kaplan y Banki, proliferaron en Europa, principalmente, las centrales hidroeléctricas "pequeñas" con capacidades instaladas de varias decenas o centenas de kilowatts.

Después de la segunda guerra mundial se dio un gran auge al desarrollo de la hidroelectricidad de gran capacidad, con centrales de varios centenares de megawatts. No obstante, lo anterior - la construcción de estas minicentrales- se siguió dando principalmente en varios países de Europa y en algunos de Asia.

Por otro lado, el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeñas centrales en México ha sido una práctica común desde principios del siglo XX. Las zonas montañosas con buena precipitación de lluvia son las adecuadas para su

desarrollo. Así en algunas partes de los estados de Puebla, Veracruz, Chiapas, Michoacán y Oaxaca se tiene conocimiento de una serie de centrales que sirvieron y/o que aún operan en industrias como la papelera, la textil, la cervecera o la del café. En 1960 cuando por decreto del presidente Adolfo López Mateos se nacionalizó la industria eléctrica, pasaron a poder del Estado unas 60 centrales minihidráulicas (< 5 MW) con una potencia instalada total de 75 MW que eran operadas por diversas compañías en el centro y sur del territorio nacional. La legislación cambió de tal forma que solamente a la CFE y LyFC se les permitió generar, transmitir y distribuir electricidad con fines públicos. Se suspendió así la evaluación del potencial minihidráulico nacional y la CFE enfoca sus esfuerzos al desarrollo del potencial macrohidráulico en los grandes ríos del país como son el Grijalva, Balsas o Papaloapan y desde luego a la construcción de grandes centrales termoeléctricas.

En las condiciones anteriores, la búsqueda de nuevas centrales se *abandonó* a nivel nacional tanto las de carácter público como las de particulares. La nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 permite la producción de electricidad por particulares en sus modalidades de Autoabastecimiento, Pequeño Productor o Productor Independiente. Gracias a esta nueva legislación es que la Minihidráulica resurge como una opción a considerar dentro de las formas de producir electricidad.

2.2 CLASIFICACIÓN DE CENTRALES

Las centrales hidroeléctricas pueden ser clasificadas de distintas maneras, una de las cuales y para efectos de importancia del presente trabajo, hace referencia a la potencia instalada. Los límites de esta clasificación son convencionales y relativos según las posibilidades hidroeléctricas de cada país o región. En la tabla 2.1 se muestran dos tipos de clasificación, según expresadas por la Unión Europea y E.U.A, y la otra propuesta por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Tabla 2.1. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas. Fuente: CFE

CLASIFICACIÓN	RANGO DE POTENCIA	
	Según OLADE	EUA, Europa
Pico centrales	Hasta 5 kW	Hasta 10 kW
Micro centrales	5 kW - 50 kW	10 kW - 100 kW
Mini centrales	50 kW - 500 kW	100 kW - 1 MW
Pequeñas centrales	500 kW - 5 MW	1 MW - 10 MW
Medianas centrales	5 MW - 50 MW	10 MW - 100 MW
Grandes centrales	Mayores de 50 MW	Mayores de 100 MW

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 no más de 2 ó 5 MW. Otras denominaciones son "mini" y "micro" centrales, para designar las que tienen un megawatt o menos de potencia. En México, puede utilizarse la convención según la terminología utilizada en la nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en donde se menciona que un "pequeño productor" será aquel que instale en una central una potencia no mayor a 30 MW. En 1994, la CONAE utilizó la misma clasificación para definir a este tipo de centrales (Ver tabla 2.2).

Tabla 2.2. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas según la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y CONAE.

TIPO DE CENTRAL	CAPACIDAD (MW)
Microcentral	Menos de 1
Minicentral	De 1 a menos de 5
Pequeña central	De 5 a menos de 30

Si se revisan las diversas definiciones recientes que utilizan algunos países se encontrarán que varían los límites y que como ya lo apuntaba CONAE, no existe una definición universal al respecto.

2.3 GENERALIDADES, DEFINICIONES Y FUNCIONAMIENTO

Se constituye una planta hidroeléctrica con objeto de transformar la energía hidráulica en energía eléctrica. La ecuación que describe este proceso es:

$$P = 9.8 Q H \eta \quad (2.1)$$

donde:

- P Potencia que se genera, en kW
- Q Gasto, en m³/s
- H Caída o carga de agua, en m (energía total)
- η Factor de eficiencia en la conversión de energía potencial en eléctrica
- 9.8 Factor que toma en cuenta la conversión de unidades

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- La potencia, que está en función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de las turbinas y de los generadores usados en la transformación.

- La energía garantizada en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse y de la potencia instalada.

El aprovechamiento de la energía potencial del agua para generar electricidad, involucra la realización de obras tanto civiles, hidráulicas y electromecánicas. Siendo el agua un recurso renovable ha ganado una gran aceptación en el mundo para la generación de electricidad, debido a su disponibilidad, a que no contamina y a que produce trabajo a temperatura ambiente.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria de energía para generar electricidad. En la mayoría de los casos se presenta la necesidad de crear en forma artificial el desnivel necesario a la masa de agua con el propósito de aprovechar la energía disponible. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que se utiliza para impulsar el rodete de las turbinas hidráulicas y convertirla en energía mecánica la cual se aplica al generador eléctrico para su transformación en energía eléctrica.

La energía eléctrica no existe de manera "natural" se obtiene de una gran variedad de fuentes primarias, una de ellas son grandes caudales de agua que se almacenan en vasos o embalses. Mediante una tubería a presión se lleva hacia lo que se llama "Casa de Máquinas" donde la fuerza del agua impulsa el movimiento de turbinas acopladas a un generador. Dentro del generador, gracias a la interacción de

campos magnéticos favorecida por el movimiento giratorio, la energía mecánica se transforma en eléctrica, una vez obtenida, se lleva hacia una subestación de planta en la cual se eleva el voltaje, condición necesaria para hacer posible su transmisión a grandes distancias, hacia los centros de consumo, donde es recibida en subestaciones para disminuir el voltaje a los valores adecuados para su distribución y finalmente su entrega al consumidor final.

El agua utilizada para mover las turbinas, retorna a sus cauces mediante una compuerta de desfogue y puede ser reutilizada para otros usos. Por ello, un sistema hidroeléctrico es un método limpio y con el cual, una vez construida toda la infraestructura, es posible obtener energía barata y no contaminante. En la figura 2.1 se muestra un diagrama que ilustra la representación del proceso explicado anteriormente.

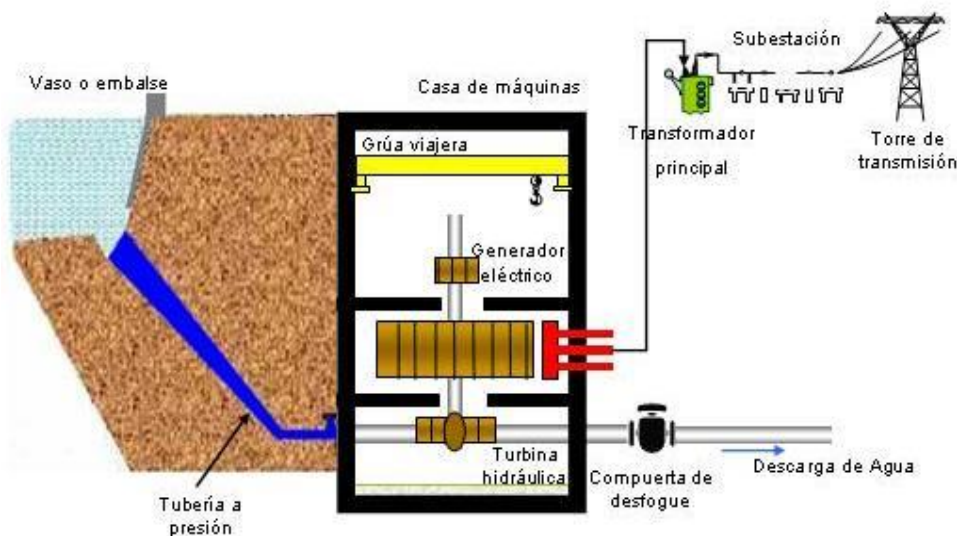


Figura 2.1. Representación del proceso de un sistema hidroeléctrico

Las hidroeléctricas generalmente operan en régimen pico (Juárez, et al. 2008), es decir unas 3 ó 4 horas diarias a plena carga todos los días del año. Esto trae como consecuencia que la central tenga un factor de planta³ muy bajo, del orden de 0.2, cuando las termoeléctricas pueden tenerlo del orden de 0.8.

El bajo factor de planta significa que la potencia instalada de la central debe ser grande para que en poco tiempo pueda generar toda la energía que corresponde al volumen de agua anual. Este sobre equipamiento eleva el costo del kW instalado y también el del kW generado. Sin embargo el hecho de cubrir los picos es de gran importancia ya que las termoeléctricas y las nucleares no tienen la gran facilidad de maniobra de las hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas tienen muchas ventajas en comparación con las centrales termoeléctricas convencionales, sin embargo también causan diversos tipos de problemas, algunos de los cuales pueden ser de gran importancia. Las ventajas principales de las centrales hidroeléctricas son las siguientes:

- Disponibilidad del agua "interminable", por ser el agua un recurso renovable.
- Energía limpia: no emite gases de efectos invernadero, ni provoca lluvia ácida, ni produce emisiones tóxicas.
- Energía barata: los costos de operación son bajos, y su tecnología permite que se aprovechen de manera eficiente los recursos hidráulicos disponibles.

³ El factor de planta en una central se define como la relación entre la energía generada en un intervalo de tiempo y la que se podría producir si durante ese intervalo se genera a la máxima capacidad.

- Trabaja a temperatura ambiente: no son necesarios sistemas de refrigeración o calderas, que consuman energía y, en muchos casos, contaminan.

Dentro de las desventajas principales se encuentran las siguientes:

- La construcción de una central hidroeléctrica y puesta en marcha requiere inversiones importantes.
- Los emplazamientos hidráulicos suelen estar lejos de los grandes centros de consumo, por lo que se requiere transportar la energía eléctrica producida, a través de redes costosas.
- Problemas de impacto ambiental y social por el cambio profundo de la calidad, cantidad y uso del agua, los organismos bióticos y la sedimentación del sistema fluvial.

2.4 SISTEMAS HIDROELÉCTRICOS

Las turbinas hidráulicas se clasifican en tres categorías (CFE-A.2.1, 1983) que son: de flujo radial, si el agua que las mueve tiene dirección perpendicular al eje de rotación de la rueda; de flujo axial si el flujo es paralelo a dicho eje, y de flujo mixto si el agua llega a la rueda con dirección radial y sale de ella con dirección axial. Se acostumbra designar a las primeras como tipo Pelton, a las segundas como tipo Kaplan y a las últimas como tipo Francis. Las turbinas radiales requieren

proporcionalmente, de cargas mayores y gastos más reducidos que las axiales y además, tienen velocidades de rotación más pequeñas. Las turbinas de tipo mixto ocupan una posición intermedia.

Cuando se emplea una turbina Francis o una Kaplan, el agua se entrega a la rueda mediante un conducto de área transversal decreciente que se llama carcasa o caracol. El agua que sale del caracol es guiada hacia la rueda mediante un dispositivo de álabes fijos que circunda a la turbina y que constituye el antedistribuidor. El ingreso del agua hacia la rueda se regula mediante el distribuidor, formado por un conjunto de álabes móviles dispuestos radialmente en torno a la turbina y accionados por un mecanismo que controla el gasto de ingreso a la máquina. Una vez que el agua ha movido a la turbina, es conducida hacia el exterior por el tubo de succión cuyo eje curvo es vertical bajo la rueda y horizontal en la salida.

Cuando se emplea una rueda Pelton, en lugar del caracol y el antedistribuidor, la tubería que conduce al agua hacia la rueda termina en uno o varios chiflones cuya descarga se regula mediante válvulas de aguja. No existe tubo de succión sino que el agua se colecta simplemente bajo la rueda mediante una galería.

En cualquier caso el diseñador debe recordar que todas las turbinas, de acuerdo con su diseño, trabajan eficientemente sólo dentro de ciertos rangos de carga y gasto; por esta razón la selección de la rueda que va a ser instalada en un

aprovechamiento hidroeléctrico está condicionada por los límites de carga y gasto que se pueden garantizar.

El principal componente de un aprovechamiento hidroeléctrico puede ser llamado por comodidad, sistema hidroeléctrico y está formado por los elementos siguientes:

1. La obra de toma, constituida por una estructura de rejillas para impedir la entrada de cuerpos extraños y la compuerta de admisión y sus guías para aislar al sistema si se requiere hacer reparaciones. Los movimientos de esta compuerta se realizan mediante mecanismo alojados en una caseta de control. A fin de evitar la cavitación aguas debajo de la compuerta se dispone de un ducto de aireación. En ocasiones resulta conveniente alojar a la compuerta y a sus guías en una galería vertical que puede ser habilitada para alojar los ductos de aireación. Después de la estructura de rejillas la toma continúa por medio de un conducto que lleva al agua hasta la proximidad de la turbina; este conducto llamado de aducción, suele terminar en una válvula, generalmente de mariposa, que permite aislar a la turbina para repararla en caso necesario. Si la turbina es Francis o Kaplan, la toma continúa después del tubo de succión con una galería llamada túnel de desfogue, que lleva al agua hasta el exterior; esta galería trabaja a presión. Si la turbina es Pelton, esta tubería es generalmente de corta longitud y trabaja a superficie libre. En ambos casos en el inicio de la galería existe una compuerta, casi siempre de guillotina, que permite aislar a la turbina.

2. El caracol, el antedistribuidor, el distribuidor y el tubo de succión, si la turbina es Francis o Kaplan y los chiflones y válvulas de aguja, si la turbina es Pelton, forman parte del sistema hidroeléctrico así como la rueda misma y el generador acoplado a ella.

3. Complementa al sistema hidroeléctrico la casa de máquinas que aloja al generador, al equipo auxiliar (grúas, sistema de ventilación, puesto de control) y al gobernador, dispositivo que sirve para adecuar el funcionamiento de la turbina a los requerimientos de potencia de los sitios de consumo.

4. Las más de las veces el sistema hidroeléctrico cuenta también con una estructura llamada pozo de oscilación, colocado aguas arriba de la rueda cuando la aducción es muy larga, o aguas debajo de ella si se usa una rueda Francis o Kaplan y el túnel de desfogue es de gran longitud.

En resumen, un sistema hidroeléctrico puede considerarse constituido por un subsistema hidráulico, un subsistema mecánico y un subsistema eléctrico, los cuales deben trabajar eficientemente por separado y además, interactuar armoniosamente (CFE-A.2.7, 1983).

El subsistema hidráulico está formado por la tubería de aducción, el caracol, el antedistribuidor, la tubería de succión, el túnel de desfogue y el pozo de oscilación.

El subsistema mecánico está formado por la tubería y la flecha que la liga al rotor del generador, y además, por el gobernador.

El subsistema eléctrico está constituido por el generador y aún cuando éste interactúa con la subestación, se considera que es el único componente del subsistema.

Puede ocurrir que algunos de los componentes de los subsistemas mecánico y eléctrico produzcan variaciones periódicas de presión, excitando a ciertos componentes del subsistema hidráulico, de tal manera que el tamaño de esas presiones se magnifique, ocasionando daños en el equipo.

2.5 PANORAMA NACIONAL

2.5.1 Grandes desarrollos hidroeléctricos

El mayor desarrollo hidroeléctrico del país, con 4,800 MW, se localiza en la cuenca del río Grijalva y está integrado por las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso y Peñitas (Ángel Albino Corzo). A diciembre de 2009 representaba el 42.2 % de la capacidad hidroeléctrica total en operación.

Otro desarrollo importante está en la cuenca del río Balsas, ubicado al occidente del país. Incluye las centrales Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), Infiernillo y La Villita (José María Morelos), con un total de 1,940 MW, que corresponden al 17% de la capacidad hidroeléctrica.

En 2007 entró en operación en la cuenca del río Santiago la central El Cajón con 750 MW, que junto con Aguamilpa, se localiza en Nayarit. Ambas participan con 1,710 MW, lo que equivale a 15% de la capacidad con esta tecnología.

La CH Huites (Luis Donald Colosio) en el noroeste, con dos unidades de 211 MW cada una, así como Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama) en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, representan 6.3% de la capacidad hidroeléctrica total.

El 19.5% restante se encuentra distribuido principalmente en cuencas de menor tamaño a lo largo y ancho del país, principalmente en las regiones centro y sur.

2.5.2 Centrales en operación

En el año de 1995, CONAE publicó un informe del estado en que se encontraba la minihidráulica en México⁴. Según este, CFE y LyFC cuentan con 22 centrales

⁴ A pesar de no coincidir esto con la tabla 3.1, para efectos del informe presentado por CONAE en el año 1995, se entiende por minihidráulica a la central hidroeléctrica con capacidad instalada menor a 5 MW. Esta será la que se utilizará para efectos de la presente tesis.

minihidráulicas distribuidas en nueve estados del centro y sudeste de la República Mexicana, conectadas al sistema eléctrico nacional.

En dichas centrales se tenían instaladas un total de 44 unidades cuya capacidad efectiva conjunta es de aproximadamente 33 MW, es decir un promedio de 1.5 MW/central (75 MW por unidad). Su generación media anual conjunta era aproximadamente de 102 GWh.

Con el objeto de tener una idea clara del estado que guardaban las centrales, se investigaron algunos aspectos claves como lo son la antigüedad, capacidad instalada y generación media anual dentro de las tres o cuatro décadas que llevaban en servicio (ver tabla 2.3). Se distinguieron tres grupos de centrales con respecto a su antigüedad; las que entraron en servicio entre los años 1898 y 1908, es decir aproximadamente hace 107 años, denominado "grupo A", las que lo hicieron entre 1928 y 1945 (74 años de operación), "grupo B" y aquellas con 54 años de servicio promedio "grupo C".

Dado que el equipo electromecánico de este tipo de centrales tiene una vida útil del orden de 50 años, tanto el grupo A como el grupo B indican que los años que llevan en servicio rebasaron esta marca, es decir, su grado de obsolescencia es total. En el caso del grupo C, aunque su obsolescencia no es "total", ya se podría considerar la conveniencia de su rehabilitación o repotenciación, llevando a cabo

estudios de viabilidad para saber si es posible un aumento de caudal y/o caída tal que se logre elevar la potencia originalmente instalada.

Tabla 2.3. Centrales hidroeléctricas en operación CFE y LyFC (<5 MW.)
Fuente: CONAE, 1995

No.	NOMBRE	ESTADO	PUESTA EN SERVICIO	AÑOS DE SERVICIO	CAPACIDAD INSTALADA MW
Centrales CFE:					
1	Portezuelos I	Pue.	1901	110	2.8
2	Ixtaczoquitlán	Ver.	1903	108	0.63
3	Tirio	Mich.	1905/1930	106/81	1.1
4	Portezuelos II	Pue.	1908	103	2.12
5	San Pedro Porúas	Mich.	1928/1958	83/53	2.56
6	Huazuntlán	Ver.	1933	78	1.6
7	Bartolinas	Mich.	1940	71	0.75
8	Jumatan	Nay.	1943/1959	68/52	2.18
9	Texolo	Ver.	1928	83	1.6
10	Micos	S.L.P	1945	66	0.59
11	Electroquímica	S.L.P	1952	59	1.08
12	Schpiona	Chis.	1953/1963	58/48	2.24
13	Tamazulapan	Oax.	1962	49	2.48
Centrales LyFC:					
14	Temascaltepec	Méx.	1905	106	2.33
15	Juando	Hgo.	1946	65	3
16	Zepayautla	Méx.	1937	74	0.48
17	Zictepec	Méx.	1937	74	0.24
18	San Simon	Méx.	1938	73	1.34
19	Villada	Méx.	1927	84	0.85
20	Fernandez Leal	Méx.	1927	84	1.13
21	Tlilan	Méx.	1928	83	0.68
22	Cañada	Hgo.	1928	83	0.97

Por otra parte, según datos estadísticos por parte de INEGI (Año 2000), existen en operación 78 centrales hidroeléctricas en el país, de las cuales 57 pertenecen a la Comisión Federal de Electricidad y el resto (hasta antes de octubre de 2009) a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.⁵ La capacidad de generación es de 9,618 MW. Las centrales hidroeléctricas de mayor generación se localizan en Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Nayarit, Michoacán e Hidalgo; tan solo en Chiapas se produce más del 50% de toda la energía hidroeléctrica. La tabla 2.4 presenta la localización de las centrales hidroeléctricas.

De la tabla 2.3, y tomando en cuenta la clasificación establecida para centrales hidroeléctricas en este mismo capítulo, se puede tener la clasificación según se muestra en la tabla 2.5 (aplicada al país según la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y CONAE). Cabe destacar que, en comparación de la tabla 2.5 con la tabla 2.3, se aprecia que el número de las "minicentrales" (> 5 MW) hidráulicas asciende de las 22 comentadas a 30, esto a causa de que algunas de las centrales señaladas como fuera de operación debido a obsolescencia del equipo y la falta de agua en la cuenca hidrológica, rehabilitaron sus unidades por motivos de proyectos considerados para las mismas, o también por la nueva presencia de agua en sus embalses.

⁵ En octubre de 2009 se publicó el decreto que declaraba la extinción de LyFC, organismo que suministraba la energía eléctrica en la región centro del país. El área de influencia de la extinta LyFC se localiza en los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y el Distrito Federal, la cual ahora será atendida por CFE, quien será la única empresa autorizada para suministrar el servicio público de energía eléctrica en el territorio nacional.

Tabla 2.4. Centrales hidroeléctricas del país. Fuente: CFE.

No.	ESTADO	MUNICIPIO	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA	GENERACIÓN
				MW	GWh
1	Coahuila	Acusa	La Amistad	66	68.24
2	Chiapas	Chicoasén	Manuel Moreno Torres	1,500.00	6,839.62
3	Chiapas	Ostuacan	Ángel albino Corzo (Peñitas)	420	2,090.37
4	Chiapas	Soyalo	Bombana	5.2	26.51
5	Chiapas	Tapachula	José Cecilio del Valle (El Retiro)	21	111.17
6	Chiapas	Tecpatán	Malpaso	1,080.00	4,858.65
7	Chiapas	Venustiano Carranza	Belisario Domínguez (Angostura)	900	3,404.54
8	Chiapas	Venustiano Carranza	Schpoina (Las Rosas)	2.2	11.2
9	Chihuahua	San Francisco	Boquilla	25	26.7
10	Chihuahua	San Francisco	Colina	3	5.66
11	Guerrero	Apaxtla	Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	600	1,311.49
12	Guerrero	La Unión	Infiernillo	1,000.00	3,451.68
13	Guerrero	La Venta	Ambrosio Figueroa (La Venta)	30	154.82
14	Guerrero	Quechulte	Colotlipa	8	29.87
15	Hidalgo	Tepango	Juandó ^{LFC}	3	2.2
16	Hidalgo	Tepango	Cañada ^{LFC}	0.97	0.09
17	Hidalgo	Zimapán	Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	292	1,270.70
18	Jalisco	Amatitlán	Manuel M. Dieguez (Santa Rosa)	61.2	205.8
19	Jalisco	Guadalajara	Juntas	15	13.8
20	Jalisco	Tonalá	Colimilla	51.2	33.43
21	Jalisco	Tonalá	Puente Grande	17.4	12.42
22	Jalisco	Tonalá	Luis M. Rojas	5.3	5.54
23	Jalisco	Zapopan	Aguaprieta	240	266.65
24	México	Malinalco	Alomeda ^{LFC}	6.99	29.41
25	México	N. Romero	Fernández Leal ^{LFC}	1.12	3.54
26	México	N. Romero	Tetlán ^{LFC}	0.68	2.5

Tabla 2.4. Centrales hidroeléctricas del país. Fuente: CFE. (continuación)

No.	ESTADO	MUNICIPIO	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA	GENERACIÓN
				MW	GWh
27	México	N. Romero	Villada ^{LFC}	0.86	0
28	México	Otzoloapan	Tinganbato *	0	0
29	México	Santo Tomas de los Platanos	Santa Barbara *	0	0
30	México	Temascaltepec	Temascaltepec ^{LFC}	2.34	7.65
31	México	Tenancingo	San Simón ^{LFC}	1.34	3.54
32	México	Tenancingo	Zpayautla ^{LFC}	0.49	0
33	México	Tenango	Zictepec ^{LFC}	0.24	0
34	México	Valle de Bravo	Ixtapantongo *	0	0
35	México	Valle de Bravo	El Durazno *	0	0
36	Michoacán	Contepec	Tepuxtepec ^{LFC}	60	253.6
37	Michoacán	Gutiérrez Zamora	Cobano	52	238.7
38	Michoacán	Jacona	Platanal	9.2	41.8
39	Michoacán	Lázaro Cardenas	La Villita	295	1,357.98
40	Michoacán	Morelia	Tirio ¹	1.1	-
41	Michoacán	Panindicuario	Botello	8.1	52.49
42	Michoacán	Periban	Itzicuario ¹	0.7	-
43	Michoacán	Tacambaro	Bartolinas ¹	0.8	-
44	Michoacán	Uruapan	Cupatitzio	72.5	371.71
45	Michoacán	Uruapan	Zumpimito	6.4	42.01
46	Michoacán	Villa Mad	San Pedro Poruas	2.6	12.26
47	Nayarit	Tepic	Aguamilpa	960	1,639.32
48	Nayarit	Tepic	Jimatán	2.2	9.96
49	Oaxaca	San Miguel	Temascal	354	1,721.41
50	Oaxaca	Tamazulapan	Tamazulapan	2.5	8.93
51	Puebla	Atlixco	Portezuelo I	2	10.64
52	Puebla	Atlixco	Portezuelo II	1.1	2.98
53	Puebla	Huauchinango	Tazcapala ^{LFC}	5.3	7.12

Tabla 2.4. Centrales hidroeléctricas del país. Fuente: CFE. (continuación)

No.	ESTADO	MUNICIPIO	CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA	GENERACIÓN
				MW	GWh
54	Puebla	J. Galindo	Necaxa ^{LFC}	109	269.58
55	Puebla	Tlatlauque	Mazatepec	220	438.58
56	Puebla	Xochitlan	Tepazolco	11	5.66
57	Puebla	Zihuateutla	Palta ^{LFC}	36	0
58	Querétaro	Cadereyta	Las Rosas *	0	0
59	San Luis Potosí	Cd. Maíz	Camilo Arriaga (El Salto)	18	88.63
60	San Luis Potosí	Cd. Valle	Electroquímica	1.4	9.71
61	San Luis Potosí	Cd. Valle	Micos	0.7	2.62
62	Sinaloa	Badiragua	Humaya	90	94.18
63	Sinaloa	Cosala	Raúl J. Marsal (Comedero)	100	67.72
64	Sinaloa	Culiacán	Salvador Alvarado (Sanalona)	14	35.64
65	Sinaloa	Choix	Luis Donald Colosio (Huites)	422	542.4
66	Sinaloa	El Fuerte	27 de Septiembre (El Fuerte)	59.4	162.4
67	Sinaloa	Sinaloa	Bacurato	92	127.77
68	Sonora	Álamos	Mocuzari	9.6	30.95
69	Sonora	Cajeme	Oviachic	19.2	53.06
70	Sonora	Soyopa	Plutarco Elías Calles (El Novillo)	135	319.5
71	Tamaulipas	Nuevo Cd. Guerrero	Falcón	31.5	41.52
72	Veracruz	Catemaco	Chilapan	26	119.23
73	Veracruz	Ixtaczoque	Ixtaczoquitlán	0.8	3.74
74	Veracruz	Las Minas	Minas	15	78.24
75	Veracruz	Teocelo	Texolo	1.6	8.16
76	Veracruz	Tlapacoya	Encanto	10	54.84
77	Veracruz	Tuxpanguillo	Tuxpango *	0	0
78	Veracruz	Zotepan	Huazuntlan *	0	0
TOTAL				9,618.23	32,572.83

Tabla 2.5. Resumen y clasificación de las centrales en operación del país.

TIPO DE CENTRAL	RANGO DE CLASIFICACIÓN (MW)	NÚMERO DE CENTRALES
Grandes centrales	70 en adelante	19
Medianas centrales	30-70	8
Pequeñas centrales	5-30	21
Minicentrales	1-5	14
Microcentrales	0-1	16
TOTAL		78

2.5.3 Centrales independientes en operación

Al comienzo de este siglo y mucho antes que se fundara la CFE o la compañía de LyFC, se construyeron a lo largo del país un número importante de minicentrales hidroeléctricas por particulares o compañías privadas.

Se puede decir que la generación hidroeléctrica fue el abastecedor principal de electricidad en estados como Veracruz, Chiapas, Morelos, Edo. de México y el DF, por mencionar algunos. Desde luego, después de la nacionalización de la industria eléctrica en la década de los años sesenta, muchas de estas centrales pasaron a manos del Estado. Sin embargo, alrededor de 61 de ellas permanecieron con su carácter de privadas abasteciendo a rancherías, fábricas, minas o beneficios de café (Conae, 1995). Por tratarse de sistemas privados, la información que se tiene en

cuanto a su operación y mantenimiento actual es muy escasa. Es probable que algunas de ellas estén fuera de servicio, requiriéndose estudios de mayor profundidad para conocer el estado actual en que se encuentran.

Según lo informó CONAE en 1995, la suma de la potencia de las 61 centrales privadas es de 43,57 MW. Si se considera una eficiencia de 94% (sin incluir eficiencia interna y mecánica) en promedio para los correspondientes generadores, la potencia útil de salida total es de aproximadamente 41 MW.

Al igual que las centrales propiedad de la CFE o de LyFC, un buen número de las unidades independientes reportadas son candidatas ideales para pensar en su rehabilitación o repotenciación.

2.5.4 Centrales fuera de servicio

Hasta el año de 1995, se encontraron 36 centrales fuera de servicio por parte de CFE. Estas centrales se encontraban dando servicio público interconectadas a la red eléctrica nacional. La potencia total instalada en este grupo de centrales era de aproximadamente 36.7 MW. Si se supone un factor de planta promedio de 0,39, se estimaría que el conjunto de estas unidades habría estado aportando unos 125,6 GWh de generación media anual. En la tabla 2.6 se muestran las centrales hidráulicas con capacidad menor a 5 MW fuera de servicio para el año 1995 así como los motivos por las que salieron de operación.

**Tabla 2.6. Centrales minihidráulicas fuera de servicio CFE, 1995 (> 5 MW).
Fuente: CONAE, 1995.**

No.	NOMBRE	ESTADO	AÑO DE PUESTA EN OPERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	CAUSAS POR LAS QUE SALIÓ DE SERVICIO	
					Equipo obsoleto y/o altos costos de operación	Falta de agua
1	Huixtla	Chiapas	1855	0.384	x	
2	Ixtaczoquitlan	Veracruz	1899	0.75	x	
3	La Luz	Oaxaca	1903	0.396	x	x
4	San Pedro Puruas	Michoacán	1905	0.304	x	x
5	San Sebastian	Hidalgo	1908	1.2	x	
6	La Trinidad	Hidalgo	1908	1.8	x	
7	El Sabino	Michoacán	1909	3.5	Inundada por presa El Rosario	
8	La Soledad	Oaxaca	1910	0.288	x	
9	Tirio	Michoacán	1917	1.312	x	
10	Comoapan	Veracruz	1923	0.38	Por puesta en serv. C.H. Chilapan	
11	San Miguel Regla	Hidalgo	1924	0.72	x	x
12	Coacoyunga	Hidalgo	1927	2.2	x	
13	Colina	Chihuahua	1928	3.75	x	
14	Itzicuario	Michoacán	1929	0.392	x	
15	Rosetilla	Chihuahua	1930	0.25	x	Disputa de agua
16	Tzimol	Chiapas	1932	0.258	x	
17	Rio Verde	México	1934	1.6	x	
18	Barranca Honda	Morelos	1937	3.12	x	
19	El Olimpo	Chiapas	1941	1.605	x	
20	Granados	Michoacán	1942	0.94	x	x
21	Micos	S.L.P	1945	0.244	x	
22	Cointzio	Michoacán	1943	0.48	x	
23	La Ventanilla	Puebla	1946	1.2	x (Chatarra)	
24	Xoloat	Puebla	1946	0.432	x (vandalismo)	
25	Xia	Oaxaca	1948	0.17	x (museo CFE)	

**Tabla 2.6. Centrales minihidráulicas fuera de servicio CFE, 1995 (> 5 MW).
Fuente: CONAE, 1995. (Continuación)**

No.	NOMBRE	ESTADO	AÑO DE PUESTA EN OPERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	CAUSAS POR LAS QUE SALIÓ DE SERVICIO	
					Equipo obsoleto y/o altos costos de operación	Falta de agua
26	Tlatlauqui	Puebla	1948	0.113	x (solo terreno)	
27	Aheyahualco	Veracruz	1949	0.298	x (vandalismo)	
28	Las Rosas	Queretato	1949	1.6		x
29	Tula	Veracruz	1951	0.18	x	
30	Xilita	Puebla	1954	1	x	
31	El Punto	Tepic	1954	1.03	x	x
32	Piedrecitas	Chiapas	1957	0.8	x	
33	Excame	Zacatecas	1959	0.624	x	
34	El Salto	Jalisco	1959	2.975		x
35	Pancho Poza	Veracruz	1962	0.156	x (vandalismo)	
36	El Chique	Zacatecas	1964	0.624	x	x
TOTAL				36.787 MW		

Como se puede ver por el año en que entraron en servicio, su grado de obsolescencia es similar a la de muchas de las centrales que aún se encuentran en servicio. Las causas principales por las que han salido de servicio dichas centrales, se pueden agrupar bajo dos rubros:

- Equipo obsoleto y/o altos costos de operación
- Falta o disputa por el agua para generar

Como se aprecia en la tabla 2.6, la mayoría de estas centrales dejaron de operar a causa de que la vida útil de los equipos se agotó y/o su costo operativo se hizo incosteable. Hace más de 20 años, la CFE inició una campaña para semiautomatizar todas las centrales pequeñas que tenía en servicio. Este programa permitió que muchas de ellas abatieran sus costos operativos, al reubicar en otras centrales al personal de operación que ya no era requerido en ellas. Es oportuno mencionar que muchas de estas centrales tenían una plantilla de ocho a diez trabajadores.

Los factores que aparentemente decidieron la viabilidad para su semiautomatización fueron su potencia instalada y la disponibilidad de agua para generar (aunque en ningún caso se realizó la modernización de los equipos), según informes de la Gerencia de Generación Hidroeléctrica de la CFE. Si se rebasaban los 2 ó 3 MW/central y no se tenían conflictos con el uso del agua para seguir generando, la central se semiatomizaba y se reubicaba una buena porción de su personal en otras plantas. Bajo esta perspectiva, las centrales que están reportadas como fuera de servicio por la CFE a la fecha, tenían una potencia promedio de 0,8 MW/central, lo que explica su incosteabilidad.

Sin embargo, en relación con la falta o disputa por el agua como causa de su baja, solo en 11 de los 36 proyectos ocurrió esta circunstancia, lo que significa que en las otras 25 centrales, el recurso hídrico aún sigue disponible y susceptible de estudiar la conveniencia de rediseñar el aprovechamiento hidroeléctrico original. En

otras palabras, se tiene potencialmente la oportunidad de realizar los estudios de viabilidad para rehabilitar o repotenciar a la mayoría de las centrales de CFE que actualmente se encuentran fuera de servicio, considerando inversión por parte del capital privado y constituir diversas empresas auto abastecedoras o de pequeña producción; estos sistemas son vistos como apoyo a programas de ahorro energético (Conae, 1995).

2.5.5 Equipamiento en infraestructura de CONAGUA

La CFE ha realizado estudios diversos sobre equipamientos posibles a la infraestructura hidroagrícola existente en el país, misma que es controlada por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

Para el año 1994, se tenían conocimientos de algunos estudios concluidos como son los siguientes:

- A nivel de previabilidad en 12 presas, tres canales y un acueducto, se ha identificado un potencial de 255 MW para una generación media anual de 1,002GWh (factor de planta promedio de 0,45). Es importante mencionar que de los 17 proyectos reportados, en nueve de ellos se tendrían potencias muy superiores a los 5 MW y que la potencia conjunta de ellos (224,86 MW) representaba el 88% del total, es decir, que la mayoría de estos proyectos no se

catalogan como minihidráulica. En este caso, las posibilidades para este tipo de aprovechamiento son 30.6 MW y 150 GWh.

- A nivel de identificación en 38 presas y 13 canales existentes se ha identificado un potencial de 381 MW para una generación media anual de 868 GWh (factor de planta promedio de 0.26). Similarmente al nivel de previabilidad, 15 de los 51 proyectos localizados tienen potencias muy superiores a los 5 MW y representan el 84% del total, es decir, que los aprovechamientos minihidroeléctricos cuentan con sólo 61 MW y 173 GWh.

En resumen, la posibilidad de aprovechar la infraestructura hidráulica de CONAGUA construyendo minicentrales era de 91.6 MW para una generación media anual aproximadamente de 323 GWh.

2.5.6 Resumen nacional de la minihidráulica

El panorama nacional de la minihidráulica se puede dividir en varios conceptos para su análisis: centrales públicas y privadas que se encuentran en operación y/o las que por alguna causa, están fuera de servicio; estudios realizados por CFE (1992-1993) para la rehabilitación o modernización de centrales en operación; estudios de nuevos sitios o el aprovechamiento de infraestructura hidráulica existente por parte de CFE-CNA (1993-1995) y los esfuerzos realizados por la CONAE en 1999 para el desarrollo de una metodología de evaluación de anteproyectos.

La tabla 2.7 presenta un resumen del estudio que guardaba para aquel entonces la minihidráulica nacional (Conae, 2000).

Tabla 2.7. Resumen nacional de la minihidráulica (<5 MW).
Fuente: CONAE, 2000.

CONCEPTO	NÚMERO DE CENTRALES	POTENCIA (MW)	GEN. MEDIA ANUAL (GWh)	GEN. MEDIA ANUAL (%)
Centrales públicas en operación con estudios de rehabilitación o modernización (1992-94)	7	13.3	39.2	10.2
Centrales públicas en operación sin estudios de rehabilitación o modernización.	15	24.3	63	16.35
Subtotal	22	37.6	102.2	27
Centrales privadas en operación	61	43.57	155	40
Centrales públicas fuera de servicio	36	(-36.8)	(-128)	33
TOTAL	119	118	385.2	100
Estudios de pre-viabilidad de sitios con infraestructura hidráulica existente (presas y/o canales) 1993-95	17	255.26	1,000.00	16.7
Estudios muy preliminares de sitios con infraestructura hidráulica existente (presas y/o canales) 1993	51	381	900	15
Estudio de viabilidad Río Pescados Ver. 1994	11	88	600	10
Estudio de potencial Veracruz/Puebla 1995	100	411	3,500.00	58.3
TOTAL	179	1135	6000	100

2.6 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las características de la etapa de desarrollo en que se encontraba México hace poco más de 3 décadas hacían prever la necesidad de un incremento acelerado en la generación hidroeléctrica. Los siguientes datos ponen esto de manifiesto (*González, 1978*):

La capacidad instalada de generación en el año de 1960 era de 3,021 MW (5.8% de la actual) y el suministro de electricidad se efectuaba mediante diversos sistemas aislados. En 1978, la potencia instalada en hidroeléctricas era del orden de 5,300 MW lo que representaba un 44% del total nacional (10% del actual). La energía generada era de 19,000 GWh por año, lo que significaba aproximadamente 32% del total nacional (8% de la que se genera actualmente) (*González, 1978*).

Desde la década de los años 60, debido al fuerte impulso a la industrialización del país, la demanda eléctrica creció a una tasa aproximada de 8 por ciento anual. Estos incrementos fueron cubiertos, en lo que toca a las hidroeléctricas, fundamentalmente con unos pocos proyectos de gran magnitud como El Infiernillo, Malpaso, Villita, Angostura y Chicoasén.

Por aquellas fechas, se miraba al futuro con un incremento de la demanda todavía mayor. Esta demanda no podría ser satisfecha utilizando solo proyectos grandes, de tal manera que se estimaba que para el año 2000 deberían construirse

alrededor de 70 plantas hidroeléctricas. De acuerdo con el mismo estudio, en 1978 se contaba con una cartera de proyectos, distribuidos según se muestra en la tabla 2.8.

Tabla 2.8. Potencial hidroeléctrico nacional (1978)
Fuente: Estado actual de la evolución del potencial hidroeléctrico nacional. (González, 1978).

NIVEL	NÚMERO DE PROYECTOS	GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)
Identificación	541	171,866
Gran visión	6	9,376
Prefactibilidad	8	6,452
Factibilidad	1 (Caracol)	1,257
Construcción	1 (Chicoasén)	5,580
TOTAL	557	194,531

Al 31 de diciembre de 2009, el SEN contaba con una capacidad efectiva de 51,686 MW y una generación bruta de 235,107 GWh para el servicio público. La capacidad de generación para el servicio público a diciembre de 2009 creció un 1.14% respecto al año 2008 (51,105 MW). Esta nueva capacidad resultó de agregar 787.12 MW, de modificar la instalada en -194.50 MW⁶ y retirar 12 MW (CFE, 2009).

⁶ Dentro de las modificaciones, se encuentra la central hidroeléctrica Infiernillo con un aumento en su capacidad de +40 MW.

Actualmente, la CFE cuenta con una lista extensa de desarrollos hidráulicos posibles para su aprovechamiento en generación de electricidad, con diferentes niveles de estudio: identificación, gran visión, prefactibilidad, factibilidad y diseño.

Dentro del conjunto de opciones se ubican proyectos que requieren infraestructura completa –embalse, equipo tubo-generador y red de transmisión-, mientras que en otros es factible aprovechar la infraestructura civil existente para incorporar equipo de generación, también aquellas centrales hidroeléctricas existentes en donde es factible instalar nuevas unidades generadoras para ampliar su capacidad.

Actualmente se cuenta con una cartera de proyectos, distribuidos según se muestra en la tabla 2.9.

Tabla 2.9. Potencial hidroeléctrico nacional (actual)
Fuente: CFE, 2000

NIVEL	NÚMERO DE PROYECTOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)
Identificación	320	21,257	63,796
Gran visión	120	7,884	22,047
Prefactibilidad	28	3,387	9,048
Factibilidad	35	6,953	17,280
Diseño	1	900	1,372
Construcción	1	750	1,210
TOTAL	505	41,132	114,753

2.7 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN GENERAL

En el año de 1992 la CFE a través de la Coordinación de Asesores de la Dirección General, decidió hacer los primeros estudios de rehabilitación o repotenciación de algunas pequeñas centrales en servicio o ya dadas de baja. A lo largo de tres años se hicieron los estudios de viabilidad de siete de estas centrales cuya capacidad conjunta (real o efectiva) es de 11.3 MW para una generación media anual de 39.2 GWh.

A partir de 1994 se formó el Departamento de Promoción de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, dependiente de la Coordinación de Construcción de Centrales Hidroeléctricas de la CFE. A esta oficina se puede recurrir para solicitar la consulta a detalle de los estudios mencionados (*Conae, 1995*) Los resultados indican que en todos los casos estudiados es factible en promedio:

- Aumentar en un 75% la capacidad instalada originalmente, es decir 8.5 MW para una nueva capacidad instalada de 20 MW.
- Aumentar en un 96% la generación media anual, es decir 37.6 GWh más para una producción de 77 GWh por año.
- Reducir el número de unidades.
- Aumentar la potencia por unidad.

Estos resultados se deben principalmente al rediseño del aprovechamiento hidroeléctrico que involucra necesariamente la optimización del recurso hídrico disponible, es decir, que en todos los casos estudiados es posible repotenciar este tipo de centrales. De la experiencia de estos proyectos se pueden mencionar las siguientes conclusiones generales:

1. Es factible un aumento sustancial en la eficiencia de generación al incorporar equipos nuevos y en la mayoría de los caso también se puede incrementar el gasto o caudal aprovechable.
2. Los gastos de inversión principales se deben a los nuevos equipos turbogeneradores. Las adecuaciones a la obra civil existente tienden a ser comparativamente menores.

Faltan aún por analizar varias centrales de CFE cuyas características de potencia instalada y años de servicio las hacen buenos ejemplos para su rehabilitación.

La evaluación inicial no es siempre directa, puesto que existen numerosas variables a tener en cuenta por el equipo de evaluación en un período de tiempo limitado. Cada proyecto de rehabilitación es sometido a un examen completo de justificación tomando en cuenta los aspectos económicos, ambientales y de ingeniería. Por eso, para poder decidir un proyecto de repotenciación es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se describan los mismos (*Wang et al, 2001*).

3. EVALUACIÓN DE ESTUDIOS

A fin de mantener, e inclusive incrementar el desarrollo de la producción hidroeléctrica sin que se tenga que invertir en construcciones que no han sido suficientemente analizadas, es necesario organizar un proceso de estudio continuo, por etapas de los proyectos de repotenciación identificados a alguna central hidroeléctrica en particular.

Para poder decidir un proyecto de repotenciación es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se describan aspectos técnicos, económicos y medioambientales (*Wang et al, 2001*). Dichos aspectos se analizan a continuación; sin embargo, el presente estudio, no pretende mostrar los detalles de cada aspecto involucrado en la sustentabilidad de un proyecto de repotenciación; pero si permite definir los criterios que deberán ser integrados en un proyecto tal magnitud.

En necesario precisar que el procedimiento aquí expuesto sobre la evaluación de estudios para proyectos de repotenciación, deberá ser aprovechado al menos para discutir alternativas de proyectos de repotenciación.

3.1 ESTUDIO TÉCNICO

El estudio de la factibilidad técnica de los proyectos debe hacerse por etapas para lograr los siguientes objetivos (*CFE-A.2.8, 1983*):

a. Disponer, para cada etapa de un grupo de alternativas clasificadas según sus beneficios, de manera que puedan fijarse prioridades para pasar a la siguiente etapa.

b. Hacer las inversiones en estudio de manera ordenada para que las grandes erogaciones necesarias para algunos estudios técnicos detallados solo se efectúen cuando, gracias al conocimiento obtenido en las etapas previas, la probabilidad de que el proyecto sea factible sea alta.

Para conseguir estos objetivos se organiza el proceso en las siguientes etapas:

1. Identificación
2. Gran visión
3. Prefactibilidad
4. Factibilidad

A continuación se describen las principales características de cada etapa.

3.1.1 Identificación

Esta etapa comprende la selección de alternativas en primera instancia, sobre planos topográficos escala 1: 50,000. Todos los sitios identificados en estos planos son inspeccionados por ingenieros civiles y geólogos, en visitas cortas al sitio de interés y las distintas trayectorias planteadas. Durante la inspección se busca

identificar características que impidan la factibilidad técnica del proyecto y, en caso de que no existan, se recomiendan alternativas adecuadas al sitio en particular.

3.1.2 Gran visión

Para esta etapa se requieren datos topográficos más precisos. (escala entre 1:10 000 y 1:20 000) y datos geológicos proporcionados por una inspección visual detallada. Ambos estudios deben extenderse a toda la zona de interés. De ellos se obtendrá:

- a. La detección de características que impidan la factibilidad técnica del proyecto.
- b. La ubicación tentativa de las estructuras principales.
- c. La identificación de las características generales de las áreas que serían afectadas por obras civiles.
- d. Las condiciones especiales que influirán en el proceso constructivo (localización aproximada de bancos de material, vías de acceso al sitio, etc.)
- e. La detección de problemas específicos que aún cuando no impidan la factibilidad del proyecto, sí requieran atención especial en las etapas posteriores.

3.1.3 Prefactibilidad

En esta etapa se realizan las siguientes actividades:

- Estudios geológicos con más detalle, utilizando métodos geofísicos de exploración y fotointerpretación, para obtener información cuantitativa sobre características de las formaciones. Pueden hacerse algunos sondeos en los sitios probables para la ubicación de las estructuras.
- Levantamientos de topografía y topobatimetría a fin de determinar las curvas elevaciones-áreas y elevaciones-volúmenes del vaso para el estudio hidrológico que así se requiera según las alternativas propuestas.
- Se elaboran censos detallados de las zonas donde se ubiquen los vasos que alimenten a la central hidroeléctrica. Se definen las cotas de los niveles característicos de cada embalse (NAMO, NAMINO Y NAME) y la formación detallada necesaria para calcular los beneficios por generación (energías de pico y base, potencia garantizada, etc.) Para ello se utilizan técnicas de simulación hidrológica para determinar niveles de operación, volumen útil, volumen destinado al control de avenidas, etc., así como la estimación de energía que podría producirse.

La simulación hidrológica se realiza para diferentes condiciones de volúmenes de entrada y diferentes políticas de operación. Los volúmenes de entrada pueden ser

tomados de registros históricos⁷, o sintéticos⁸. Dentro de las políticas de operación se pueden plantear 3 escenarios distintos como lo pueden ser la extracción constante del gasto durante todo el período de simulación, extracción variable fijando leyes de extracción dependiendo de la variabilidad de las aportaciones y potencia constante fijando una potencia constante y calculando el volumen a extraer.

La simulación del funcionamiento permite definir, para cada alternativa, los siguientes valores:

- a. El nivel mínimo de operación (NAMINO). Es el nivel mínimo que se alcanza durante la simulación y determina, por lo tanto, la potencia garantizada.
- b. La frecuencia con la que la superficie libre del agua se encuentra en las diferentes cotas y la de las cargas brutas.
- c. La distribución de frecuencias de la energía generada.
- d. El factor de planta.
- e. Los volúmenes derramados.

Una vez definidos estos valores para cada alternativa, se pueden estimar de manera aproximada las características de algunos componentes básicos de la obra

⁷ El registro histórico de las aportaciones que se han presentado en un sitio se considera confiable cuando se obtienen de un registro de 15 a 20 años. El caso más simple es usar el llamado año medio, que es un año en el cual se tienen los promedios mensuales del registro histórico; conviene usarlo en estudios preliminares.

⁸ Debido a que el registro histórico es en general de corta duración (15 a 20 años) es difícil que incluya condiciones de aportaciones máximas o mínimas. Por ello cuando el análisis se realiza en una etapa avanzada del estudio se deben utilizar registros sintéticos en la simulación hidrológica. Se recomienda generar y simular de 30 a 100 secuencias del tamaño de la vida útil de la obra.

(tipo y número de turbinas, dimensiones generales de las obras de toma, etc.) y los beneficios que se obtienen de la generación.

Se calcula la avenida de diseño para las obras de excedencias y de desvío, se diseñan las obras de excedencias, las obras de conducción y el equipo electromecánico. Estos estudios permitirán el cálculo de los costos de las diferentes partes de las obras posibles a desarrollarse, con las que podrán estimarse en forma precisa los indicadores económicos para evaluar las alternativas propuestas en el proyecto de repotenciación.

3.1.4 Factibilidad

Esta etapa comprende la realización de los estudios definidos en la etapa de prefactibilidad y el diseño preliminar de las políticas de operación del proyecto. Se incluye también el estudio geológico de detalle con barrenos y socavones.

Los resultados permitirán un dimensionamiento más aproximado de las principales componentes de las obras y la elaboración de un programa general en el que se defina el orden de ejecución de las diferentes etapas del proyecto.

La nomenclatura que se ha descrito para el desarrollo previo a un proyecto de repotenciación, coincide con el que se ha adoptado en la Comisión Federal de Electricidad (*CFE-A.2.8, 1983*), y que se utiliza también con mayor frecuencia en

organismos internacionales. La razón de esto se atribuye al objetivo de lograr que la magnitud de la inversión en los estudios sea proporcional al grado de seguridad que se tiene con respecto a la bondad de un proyecto.

3.2 ESTUDIO ECONÓMICO

Debido al cambio del valor y del costo de oportunidad del dinero en el tiempo, para realizar el análisis económico de un proyecto y compararlo con otros alternativos, se necesitan algunas técnicas que permitan convertir el flujo de dinero a una cantidad equivalente.

El proceso de evaluación económica de proyectos de repotenciación, para la selección de las mejores alternativas, se resume en los siguientes pasos:

- a. Se escoge un horizonte de planeación. En general, para centrales hidroeléctricas el horizonte de escoge de 30 a 50 años.
- b. Para cada alternativa se definen las obras necesarias y los beneficios que de ella se espera obtener.
- c. Para cada año del horizonte de planeación se asignan valores monetarios por costos de construcción, operación y mantenimiento de las obras, así como a los beneficios por la generación de energía eléctrica.

- d. Utilizando los factores de descuento, se calculan los índices de evaluación con los que se seleccionan las alternativas.

3.2.1 Factores de descuento

Para facilitar la definición de los factores de descuento se utilizará la siguiente notación:

- P Año presente
F Año futuro
A Anualidad
N Número de años comprendidos entre el año presente y el futuro
i Tasa de descuento anual. Se supone constante durante los N años de análisis.

Los factores de descuento de uso más frecuente en la práctica son:

- a. Factor de interés compuesto para un solo pago. Es el valor equivalente de un peso del año P, en pesos del año F. Está dado por

$$(F/P)_N = (1 + i)^N \quad (3.1)$$

donde $(F/P)_N$ es el factor de interés compuesto para un solo pago.

b. Factor de valor presente para un solo pago $(P/F)_N$ Es el recíproco del factor anterior, es decir, es el valor equivalente de un peso del año F, en pesos del año P.

c. Factor de amortización de capital. Es el valor equivalente de un peso del año F, en anualidades constantes durante el periodo N. Está dado por:

$$(A/F)_N = i / [(1 + i)^N - 1] \quad (3.2)$$

donde $(A/F)_N$ es el factor de amortización de capital.

d. Factor de interés compuesto para anualidades $(F/A)_N$ Es el valor equivalente de N anualidades de un peso del año F.

e. Factor de recuperación de capital. Es el valor equivalente de un peso del año P, en anualidades constantes durante el periodo N. Está dado por:

$$\left[\frac{A}{P} \right]_N = \frac{i + (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3.3)$$

donde $(A/P)_N$ es el factor de recuperación de capital.

- f. Factor de valor presente para anualidades $(P/A)_N$ Es el valor equivalente de N anualidades de un peso, en pesos del año P.

Donde $(A/P)_N$ es el factor de recuperación de capital.

3.2.2 Índices de evaluación

Para describir los índices de evaluación conviene utilizar las siguientes definiciones:

- Se dice que dos grupos de proyectos constituyen alternativas independientes entre sí, solo si es posible realizar uno de ellos. Aun cuando alguno de los grupos puede estar formado por un solo proyecto, la definición se da en términos de grupos, debido a que en ocasiones es conveniente combinar uno o más proyectos para lograr un objetivo dado, en cuyo caso los proyectos individuales no son independientes entre sí, pero el grupo si constituye una alternativa independiente.
- Se define como costo (beneficio) unitario promedio, al que resulta de dividir el costo (beneficio) total, entre la energía total generada.
- Para un proyecto hidroeléctrico se define como costo (beneficio) incremental al cambio en el costo (beneficio) total del proyecto que se obtiene al incrementar la generación de energía en una cantidad dada. Esta misma definición se utiliza

para el costo (beneficio) marginal, solo que en este caso el incremento en generación tiende a cero.

Cuando se comparan alternativas, deben utilizarse siempre valores monetarios referidos a un mismo año, el mismo horizonte de planeación y la misma tasa de descuento anual.

Los principales índices de evaluación son:

- a. Valor presente neto. Para cada alternativa se calcula el valor presente de la suma algebraica de los beneficios B menos los costos C de cada año del periodo de análisis como sigue:

$$B - C = \left(\frac{P}{F}\right)_1 (B_1 - C_1) + \left(\frac{P}{F}\right)_2 (B_2 - C_2) + \dots + \left(\frac{P}{F}\right)_N (B_N - C_N) \quad (3.4)$$

donde:

$\left(\frac{P}{F}\right)_j$ Factor de valor presente para el año j

B_j Beneficio en el año j

C_j Costo en el año j

N Horizonte de planeación

Para seleccionar entre alternativas independientes, se recomienda:

1. Escójanse las alternativas que tengan valor presente neto positivo y deséchese el resto.
 2. Selecciónese la alternativa con el mayor valor presente neto, o bien, si las alternativas tienen beneficios netos que no pueden ser cuantificados exactamente pero que son aproximadamente iguales, escójase la alternativa de menor costo.
- b. Relación beneficio/costo. Para cada alternativa se calcula el valor de la relación del valor presente de los beneficios entre el valor presente de los costos, B/C

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{j=1}^N (P/F)_j B_j}{\sum_{j=1}^N (P/F)_j C_j} \quad (3.5)$$

La relación beneficio/costo puede dar lugar a decisiones diferentes que las de otros índices. Esto se evita con el siguiente procedimiento:

1. Calcúlese la relación beneficio/costo de cada alternativa
2. Deséchense aquellas que tengan una relación beneficio/costo menor de uno.

3. Acomódense las alternativas restantes en orden de costo de menor a mayor, asignándoles un número de orden creciente.
 4. Calcúlese el beneficio y el costo incremental de la alternativa 2 sobre la 1.
 5. Calcúlese la relación B/C de los beneficios y costos incrementales
 6. Si la relación B/C de los beneficios y costos incrementales es mayor de uno escójase la alternativa más costosa. Si la relación es menor de uno escójase la menos costosa.
 7. Continúese el análisis comparando ahora la alternativa elegida con la 3 y así sucesivamente.
- c. Beneficio anual neto. Se convierten los beneficios y costos de cada alternativa a valores anuales equivalentes utilizando la ecuación vista en el factor de amortización de capital.

Se recomienda el siguiente proceso de selección

1. Calcúlese el beneficio anual neto de cada alternativa
2. Deséchense las alternativas que tengan el beneficio anual neto negativo
3. Escójase la alternativa con el mayor beneficio anual neto, o bien, si las alternativas tienen beneficios anuales netos que no pueden ser cuantificados con precisión pero que son aproximadamente iguales, escójase la alternativa de menor costo anual.

- d. Tasa interna de retorno. Se seleccionan alternativas calculando la tasa interna de retorno, TIR, esto es, la tasa de descuento anual para la cual el valor presente neto es cero.

Se recomienda:

1. Calcular la TIR de cada alternativa
2. Rechazar las alternativas cuya TIR sea menor que una tasa prefijada, por ejemplo la tasa de interés bancario.
3. Ordenar las alternativas restantes en orden de menor a mayor costo dándoles un número de orden creciente.
4. Calcular la TIR de los beneficios y costos incrementales de la alternativa 2 sobre la 1
5. Escoger la alternativa más cara si dicha TIR excede la tasa de interés prefijada; de otra forma escoger la más barata.
6. Continuar el análisis comparando la alternativa seleccionada con la 3 y así sucesivamente.

3.2.3 Comentarios y recomendaciones generales

Cuando el análisis económico se realiza en relación con un horizonte de planeación muy alejado, pueden aparecer otros intangibles derivados de la

incertidumbre sobre el futuro; un ejemplo de este tipo de problemas es la estimación del costo futuro de los combustibles y de los usos futuros del agua.

A pesar de la complejidad del análisis económico, que se ha tratado de resaltar en lo anterior, es necesario hacer este análisis para que la selección de proyectos tenga una base lo más objetiva posible.

Para que los diversos proyectos puedan ser comparados, es necesario que las estimaciones de costos y beneficios puedan reducirse a valores monetarios en un año común. Esto se debe a que el valor de la moneda cambia continuamente, por lo que los valores monetarios correspondientes a dos años diferentes no son directamente comparables. Por otra parte es conveniente que los costos se consideren en el contexto de la economía del país ya que si se consideran directamente los precios del mercado doméstico puede distorsionarse la evaluación.

El horizonte de planeación es el lapso máximo considerado en un estudio económico de un proyecto. La incertidumbre inherente a la predicción a largos plazos favorece periodos de planeación cortos, pero la necesidad de analizar los efectos de un proyecto o varios de estos en un plan favorece lapsos de análisis.

Se consideran cuatro diferentes lapsos en la evaluación económica de alternativas:

- a. Vida económica. Es el momento en el cual el beneficio incremental es menor que el costo incremental (por ejemplo, de operación y mantenimiento). La vida económica es más corta para algunas partes de un proyecto que para un proyecto completo en su conjunto, tal es el caso de las turbinas.
- b. Vida útil. Define el lapso en el cual la obra no puede físicamente cumplir su función. Mientras que la vida económica no excede la vida útil, si puede ser más corta; por ejemplo, la generación de energía eléctrica en plantas nucleares puede en un momento dado dejar fuera de competencia a la generación de energía por medios fósiles, aun cuando las plantas térmicas funcionen en forma correcta.
- c. Periodo de análisis. Es el lapso para el cual se estudia un proyecto. Su límite superior es el de la vida económica, pero puede acortarse si se prevén eventos inciertos en el largo plazo.
- d. Horizonte constructivo. Define el límite para el cual el proyecto construido ya no pueda satisfacer la demanda futura

El mantenimiento y remplazo periódico de partes dañadas puede extender el horizonte de planeación casi indefinidamente, pero se utiliza en general un periodo de análisis de 30 o más años.

Uno de los factores más importantes en el análisis económico es el de la selección de la tasa interna de retorno. La tasa de descuento representa la tasa de disminución del valor del dinero en el tiempo, y se expresa en porcentaje durante un

lapso (por ejemplo, 12 por ciento anual). Así, \$100.00 de año 2011, a una tasa de descuento del 12 por ciento, representan \$112.00 del año 2012.

La selección de la tasa de descuento cuando se aplica a proyectos hidroeléctricos, depende entre otras cosas de la fuente de financiamiento, del componente extranjero del proyecto, inflación, mercado energético, etc. La tasa de descuento tiene bastante influencia en la selección de una alternativa. Así, el peso de los beneficios y costos iniciales es mayor para una tasa de descuento alta, de tal manera que una tasa de descuento alta favorece proyectos de pequeña inversión inicial.

La aplicación indiscriminada de los índices de evaluación dados en las recomendaciones lleva a decisiones diferentes. En otras palabras, después de aplicar los índices de evaluación, se tiene dificultades para definir la bondad de un proyecto sobre otro. La selección del índice de evaluación depende entonces de la facilidad de cálculo o presentación de los resultados.

El método del valor presente neto es considerado como el más simple. Sin embargo, cuando se manejan grandes números puede ser difícil visualizar la diferencia entre una alternativa y otra.

El método de la relación beneficio entre costo es bastante común; debe utilizarse con el análisis de beneficios entre costos incrementables para obtener resultados congruentes. No puede aplicarse a proyectos interdependientes.

El método de la tasa interna de retorno es recomendado por agencias internacionales debido a que no implica la selección previa de una tasa de descuento. Su desventaja es la de no tener siempre una única solución, además de la complejidad del cálculo.

El método del beneficio neto anual se usa cuando los beneficios no pueden ser evaluados. Tiene las ventajas y desventajas del método del valor presente neto, solo que maneja números pequeños y en términos anuales.

3.3 ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL

Dos aspectos relevantes en el desarrollo de importantes centros urbanos son el abasto de energía eléctrica y el procurar una calidad ambiental aceptable, ambos aspectos podrían llegar a estar en conflicto si no se toman las decisiones pertinentes (Arias, 2005).

La ley federal mexicana más importante en materia ambiental es la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA). En sus artículos 5°, 7° y 8° se establecen las facultades de la Federación, de los estados y de los municipios, respectivamente, para formular, conducir y evaluar la política ambiental en los respectivos niveles de administración pública. En dicha ley se establece la competencia de la Federación para expedir normas oficiales (NOMs), así como la vigilancia de su cumplimiento.

3.3.1 La evaluación de Impacto Ambiental

Todos los factores o parámetros que constituyen el Medio Ambiente –biótico y abiótico- pueden verse afectados en mayor o menor medida por las acciones humanas y por ende por proyectos de construcción.

Los parámetros medioambientales pueden sintetizarse en cinco grandes grupos: Factores inertes, bióticos, perceptuales, económicos y sociales-culturales. Estos grupos engloban la totalidad de los factores medioambientales: clima, agua, suelo, atmósfera, aspectos sociales, culturales, económicos y estéticos. La complejidad del estudio de dichos factores es lo que da lugar a distintos tipos de evaluaciones y estudios ambientales. No obstante, el producto del proceso de evaluación ambiental es la declaración (o “manifiesto”, según la terminología manejada por la SEMARNAT) de impacto ambiental.

3.3.2 Tipología de impactos ambientales

Los impactos ambientales pueden clasificarse en nueve categorías (*Fernández, 1995*), que son:

1. Por la variación de la calidad ambiental
2. Por la extensión
3. Por el momento en que se manifiesta

4. Por su persistencia
5. Por su capacidad de recuperación
6. Por la relación causa-efecto
7. Por la interrelación de acciones y/o efectos
8. Por su periodicidad
9. Por la necesidad de aplicación de medidas correctivas.

3.3.3 Tipología de estudios de impacto ambiental

De acuerdo al Reglamento de la LGEEPA en materia de impacto ambiental, los estudios de impacto ambiental (EIA) pueden clasificarse en cuatro categorías, a saber, informe preventivo, estudio de riesgo, modalidad particular y modalidad regional.

Informe preventivo

Documento mediante el cual se dan a conocer los datos generales de una obra o actividad para efectos de determinar si se encuentra en los supuestos señalados por el artículo 31 de la Ley o requiere ser evaluada a través de una manifestación de impacto ambiental. Dicho artículo dice que el promovente podrá someter a la consideración de la Secretaría (SEMARNAT) condiciones adicionales a las que se sujetará la realización de la obra o actividad con el fin de evitar, atenuar o compensar los impactos ambientales adversos que pudieran ocasionarse. Las condiciones

adicionales formarán parte del informe preventivo. De acuerdo al Reglamento de EIA, se requiere de un estudio de impacto ambiental en modalidad de informe preventivo cuando:

- Existan normas oficiales mexicanas u otras disposiciones que regulen las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que las obras o actividades puedan producir.
- Las obras o actividades estén expresamente previstas por un plan parcial o programa parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que cuente con previa autorización en materia de impacto ambiental respecto del conjunto de obras o actividades incluidas en el.
- Se trate de instalaciones ubicadas en parques industriales previamente autorizados por la SEMARNAT en los términos de la LGEEPA.

Estudio de riesgo

Consistirá en incorporar a la manifestación de impacto ambiental la siguiente información:

- I. Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto
- II. Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y

III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

Modalidad regional

Debido a una mayor extensión del proyecto o actividad, éste puede requerir de un impacto ambiental en modalidad regional. Los criterios listados por el Reglamento de EIA establecen que los siguientes proyectos requieren de un estudio en dicha modalidad:

- Parques industriales y acuícolas, granjas acuícolas de más de 500 hectáreas, carreteras y vías férreas, proyectos de generación de energía nuclear, presas y, en general proyectos que alteren las cuencas hidrológicas.
- Un conjunto de obras o actividades que se encuentren incluidas en un plan o programa parcial de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico que sea sometido a consideración de la Secretaría.
- Un conjunto de proyectos de obras y actividades que pretendan realizarse en una región ecológica determinada
- Proyectos que pretendan desarrollarse en sitios en los que por su interacción con los diferentes componentes ambientales regionales, se prevean impactos acumulativos, sinérgicos o residuales que pudieran ocasionar la destrucción, el aislamiento o la fragmentación de los ecosistemas.

Aquellos casos no contemplados en los puntos anteriormente requerirán de una manifestación de impacto ambiental en modalidad particular.

3.3.4 Proceso de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

El propósito de llevar a cabo un EIA es establecer las condiciones ambientales existentes, dentro y en el ámbito de influencia del proyecto para evaluar los posibles impactos que pueden ser ocasionados por el proyecto e identificar las medidas de mitigación que serán necesarias para eliminar o minimizar los impactos a niveles aceptables. Adicionalmente, un EIA puede extenderse a:

1. Incluir la formalización e identificación de alternativas para minimizar impactos de un proyecto o a los componentes de un proyecto propuesto.
2. Determinar los impactos probables o actuales del proyecto sobre los recursos ambientales o del ambiente sobre el proyecto
3. Incluir un análisis de costo/beneficio del proyecto y un plan de contingencia específico para tratar los riesgos ambientales.

Un proceso de EIA se compone básicamente de los cinco pasos siguientes:

- Establecer las condiciones ambientales existentes
- Identificar anticipadamente los tipos de impactos, utilizando las metodologías más apropiadas al tipo de proyecto y a su naturaleza

- Estimar la extensión y magnitud de los impactos previstos
- Interpretar el significado de los impactos
- Comunicar los resultados a la autoridad pertinente.

Dentro del formato de un EIA debe contener lo siguiente:

- I. Resumen Ejecutivo
- II. Antecedentes

Esta segunda parte deberá contener un resumen descriptivo de los aspectos políticos, legales y administrativos inherentes y/o las disposiciones legales aplicables al proyecto propuesto, una descripción general del proyecto propuesto y una descripción general de las operaciones existentes y las modificaciones aprobadas para las operaciones y permisos ya obtenidos o negociados.

- III. Introducción
- IV. Descripción del área del proyecto
- V. Descripción de las actividades a realizar
- VI. Efectos previsibles de la actividad
- VII. Control y mitigación de los efectos de la actividad
- VIII. Análisis de costo/beneficio de la actividad a desarrollar.

3.3.5 Descripción del medio ambiente

Generalidades

Una función principal de un EIA es evaluar los impactos ambientales potenciales asociados con un proyecto, con el propósito de identificar medidas de mitigación razonables para minimizar los impactos adversos, y si se requiere, evaluar las alternativas del proyecto comparando los impactos asociados con cada alternativa. Se requiere una descripción adecuada del medio ambiente para llevar a cabo la evaluación. La descripción del medio ambiente debe abarcar el ambiente físico, el ambiente biológico, el ambiente socio-económico y el ambiente de interés humano. La descripción incluye tres pasos importantes:

- 1) Identificar las áreas que pueden ser impactadas por las actividades del proyecto
- 2) Especificar los cronogramas de análisis de los impactos
- 3) Establecer las condiciones ambientales existentes por las cuales se evaluarán los impactos del proyecto.

Ambiente físico

El ambiente físico del proyecto puede ser descrito en términos de:

- a) Ubicación, topografía y fisiografía del lugar del proyecto
- b) Clima y meteorología
- c) Calidad del aire
- d) Geología y sismicidad
- e) Suelos (incluyendo calidad)
- f) Recursos de agua superficial y subterránea

Ambiente Biológico

El ambiente biológico puede ser descrito como una recopilación de ecosistemas biológicos que abarca diversas y distintas especies de animales (fauna) y plantas (flora). Los ecosistemas biológicos pueden ser definidos ampliamente (por ejemplo, ecosistema terrestre y acuático) o más específicamente (bosques tropicales, pantanos y áreas cubiertas de césped)

La razón para describir amplios tipos de ecosistemas que se pueden encontrar en el área del proyecto es proporcionar un marco de referencia general sobre el ambiente biológico que se encontrará y que posiblemente será impactado por el proyecto, lo que indicará el carácter del ecosistema terrestre y acuático que existe en términos de:

- Flora y fauna
- Especies raras, amenazadas y en peligro

- Condiciones generales climáticas y meteorológicas
- Productividad biológica
- hábitats

Ambiente socio-económico

El ambiente socio-económico se describe como todas las actividades o procesos económicos o sociales que pueden ser influenciados directa o indirectamente por el proyecto. En la mayoría de los casos, algún nivel del ambiente socio-económico será afectado por las actividades del proyecto. Sin embargo, los impactos potenciales en el ambiente socio-económico asociados con las actividades del proyecto son específicos del lugar y proyecto; y los diferentes proyectos afectarán los distintos sectores socio-económicos.

Los factores importantes para determinar el nivel de la descripción socio-económicos en el EIA incluye:

- La duración del proyecto
- El tamaño del lugar más afectado
- La ubicación del proyecto
- La probabilidad de expansión de la actividad en el emplazamiento

Ambiente de interés humano

El ambiente de interés humano consiste de varios recursos que pueden incluir áreas arqueológicas, históricas, científicas u otras importantes naturales o relacionadas con el ser humano. El grado en el cual los ambientes de interés humano deben ser tratados en el EIA se basa totalmente en las condiciones específicas del lugar. En caso que los recursos de interés humano estén presentes en el área del proyecto, se deben llevar a cabo estudios de línea de base apropiados para cuantificar el recurso a fin de evaluar los impactos potenciales.

Los proyectos propuestos que se localizan en o cerca a parques naturales y reservas pueden estar sujetos a circunstancias especiales. Dependiendo del tipo de recurso, las actividades de desarrollo del proyecto pueden ser limitadas o sujetas a requerimientos especiales. Éstas consideraciones deben ser evaluadas ante de la aprobación del proyecto y la discusión apropiada de éstas deben ser presentadas en el EIA.

3.4 RESUMEN GENERAL

Al estudiar por etapas los posibles proyectos de repotenciación, se logra establecer un flujo constante de casos, que al mismo tiempo son estudiados gradualmente con mayor detalle, permite clasificarlos por prioridades (o en ocasiones

desecharlos), de acuerdo con indicaciones de bondad económica y factibilidad técnica.

Cuando se comparan diferentes alternativas, todas deben evaluarse para el mismo período de análisis. Si alguna de estas tiene una vida útil menor que dicho periodo, se supone que la obra o parte de ella será remplazada; cada costo se repetirá in ciclos fijos durante el periodo de análisis. Sin embargo, hay que tener cuidado con esta hipótesis pues deben considerarse factores como inflación, cambio en el costo del remplazo, pérdida de oportunidad como inflación, cambio en el costo del remplazo, pérdida de oportunidad (o mercado), desarrollo de nueva tecnología, cambio de la demanda, etc.

El estudio económico abarca distintos factores de peso. Hoy en día, las empresas de generación de energía, consultores e instituciones de crédito, requieren cada vez más la necesidad de investigar la mejor y más económica manera de rehabilitar centrales hidroeléctricas (*Calderaro, 2006*). La evaluación inicial no es siempre directa, puesto que existen numerosas variables a tener en cuenta por el equipo de evaluación en un período de tiempo limitado.

Tanto los estudios técnicos, económicos y medioambientales, deben considerarse de suma importancia sin descartar alguno de ellos. Aun cuando la parte técnica sobresale por su carácter disciplinario, una evaluación económica y ambiental determinará la bondad o factibilidad de que un proyecto se lleve a cabo.

4. ESTUDIO DE CASO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO DE NECAXA.

Este capítulo abarca información referente al desarrollo de un proyecto realizado en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) con la participación de la Gerencia de Ingeniería Civil (GIC) con el objetivo de analizar desde el punto de vista técnico, cuatro alternativas para la repotenciación del Sistema Hidroeléctrico Necaxa (SHN), a nivel de ingeniería conceptual tanto de obra civil y electromecánica como de impacto ambiental (IIE, 2009). Para dicha repotenciación se consideró el cambio de operación de un régimen base a un régimen en horas pico.

Con base en los diferentes recorridos realizados por especialistas de las distintas áreas involucradas en el proyecto se propusieron cuatro trayectorias para cada una de las alternativas planteadas para la repotenciación del SHN. En la figura 4.1 se presentan los trazos en planta de las trayectorias propuestas y por desarrollar.

A manera de resumen, la alternativa uno considera llevar un trazo paralelo al actual, modernizando las obras hidráulicas y las tres centrales de Necaxa, Tepexic y Patla.

En la segunda alternativa, se considera salir del vaso de Necaxa y conducir por el margen derecha del río Necaxa (por el suroriente) hasta llegar enfrente de la central de Patla; se realizaría una caverna artificial en la montaña enfrente de la actual central de Patla, para alojar la casa de máquinas. En esta segunda alternativa saldrían de operación las centrales antiguas de Necaxa, Tepexic y Patla.

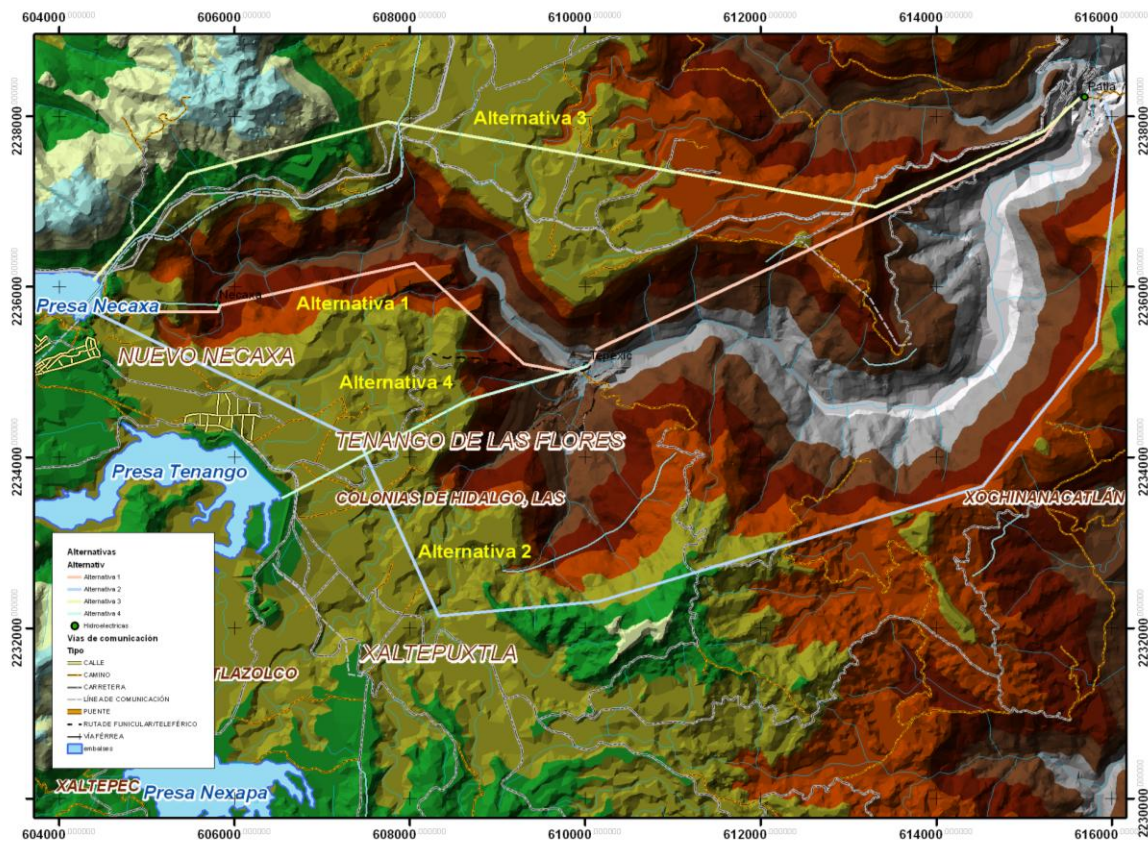


Figura 4.1. Propuestas de trayectorias para cuatro alternativas de repotenciación del Sistema Hidroeléctrico Necaxa.

La alternativa tres considera también salir del vaso de Necaxa y conducir por el margen izquierda del río Necaxa (por el norponiente) hasta llegar al sitio de la central

de Patla. En esta alternativa saldrían de operación las centrales de Necaxa y Tepexic; la central de Patla se modernizaría en su totalidad.

Finalmente, como alternativa cuatro, se propuso salir del vaso de Tenango y conducir hasta Tepexic. Se modernizarían las centrales de Tepexic y Patla.

El carácter multidisciplinario del presente proyecto hizo necesaria la intervención de distintas áreas o disciplinas importantes para un proyecto de tal envergadura. A fin de poder determinar la alternativa que presentara mayor factibilidad y rentabilidad del proyecto, se contemplaron trabajos de fotogrametría, topobatimetría y topografía general, así como de estudios hidrológicos, geológicos y de geotecnia, de peligro sísmico, entre otros. También se hizo necesario un estudio de variabilidad y tendencias de la precipitación asociadas al cambio climático y el fenómeno del niño, de análisis para la selección de las turbinas hidráulica, análisis del sistema eléctrico considerado para el proyecto, sin olvidar desde luego la evaluación del impacto ambiental para cada alternativa de repotenciación.

Para los efectos de esta tesis, y por motivos de la participación personal, se hará un análisis más detallado para la parte del arreglo hidráulico y estudio hidrológico, para la evaluación de las políticas de operación de los embalses del SH de Necaxa; esto para ilustrar de mejor manera la importancia que tiene la parte hidrológica a fin de garantizar el suministro de recurso hídrico con el cual trabajara la CH garantizando así la demanda de energía eléctrica considerada.

4.1 OBJETIVOS Y CONSIDERACIONES GENERALES DEL PROYECTO

El Sistema Hidroeléctrico de Necaxa (SHN) "propiedad" de la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC), ubicado en la zona Norte de la Sierra Madre Oriental en México, tiene ya más de cien años en operación continua. Se localiza en el municipio de Juan Galindo en el estado de Puebla (figura 4.2; el área delimitada con la línea roja, define la zona de interés para los trabajos de aerofotogrametría). El sistema Hidroeléctrico está formado principalmente por tres estaciones principales de generación, las cuales son Necaxa, Tepexic y Patla, y utilizan los embalses de los ríos Necaxa y Tenango.

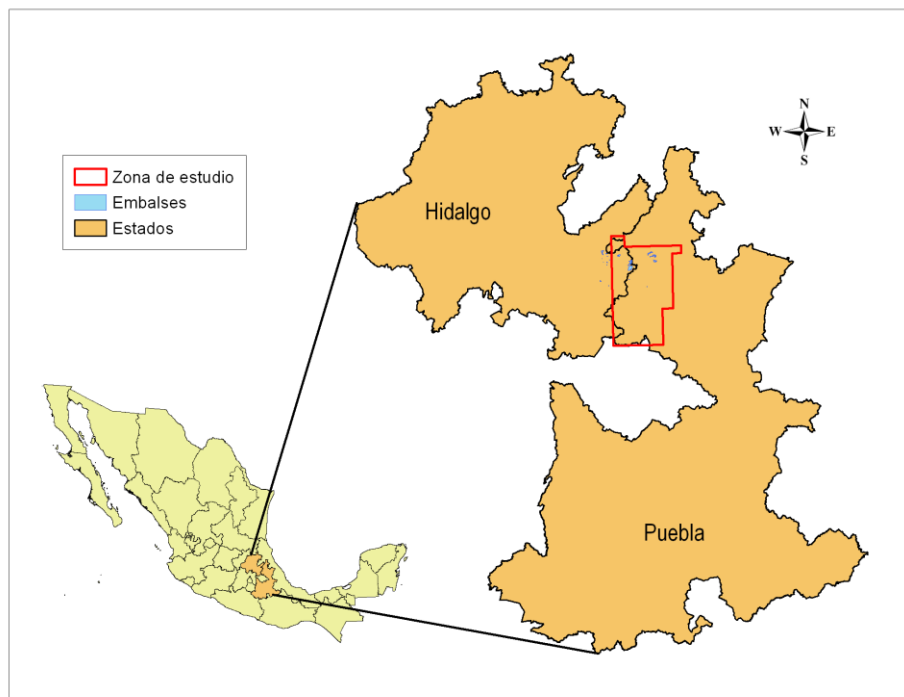


Figura 4.2. Ubicación de la zona de estudio del Sistema Hidroeléctrico Necaxa

En la figura 4.3 se muestra ilustrativamente todo el arreglo operacional del gran complejo hidroeléctrico Necaxa. A sí mismo, en la tabla 4.1 se enlista el ciclo de alimentación y descarga para cada uno de los embalses del sistema.

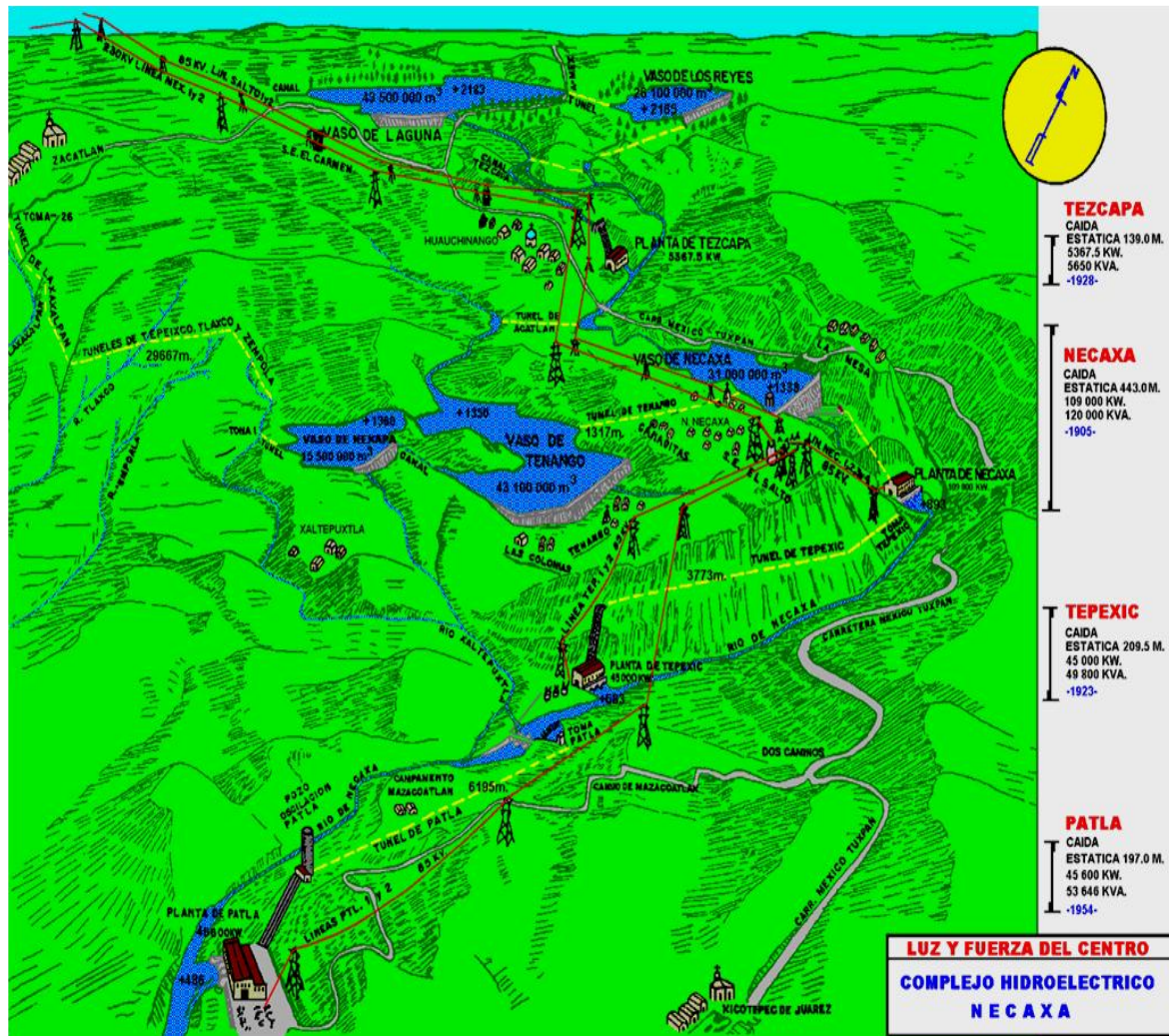


Figura 4.3. Complejo Hidroeléctrico Necaxa

Tabla 4.1. Proceso de alimentación y descarga de los embalses del SHN.

PRESA	FUENTE DE ALIMENTACIÓN	MEDIANTE	ELEV. DE LA CORTINA	CAPACIDAD DEL VASO (10 ⁶ m ³)	DESCARGA
La Laguna (1905)	Artificialmente con escurrimientos de la cuenca alta de los ríos Necaxa y Coahuila.	Presas derivadoras conducidas por el canal Coahuila y el Túnel de El Carmen.	19 m	43.53	Arroyo Apapaxtla y a su vez al río Necaxa y a la Presa Los Reyes
Los Reyes (1936)	Presa La Laguna	Túnel de sección circular, 544 m de longitud.	30 m	26.05	A la cuenca del río Naupan y al arroyo Tlalcoyunga que va al río Necaxa.
Nexapa	Afluentes de los ríos Laxaxalpan, Tlaxco, Zempoala y Xaltepuxtla.	Túnel de sección portal con 26 tomas. Presa derivadora Xaltepuxtla y una conducción en canal y túnel.	44 m	15.54	Vaso de Tenango
Tenango (1906)	Vaso de Nexapa	Canal - Túnel Nexapa	38 m	27	CH Necaxa y al vaso Necaxa. El vert. de exced. descarga a un afluente del Nexapa.
Necaxa (1907-1910)	Vaso Tenango Aportaciones de otras presas del sistema.	Túnel de Tenango	60 m	31	Río Necaxa y CH Tepexic

El complejo está comprendido por las plantas hidroeléctricas de Necaxa con diez turbinas Pelton, Tepexic con tres turbinas Francis, Patla con tres turbinas Francis y Tezcapa con dos turbinas Francis, las cuales son alimentadas por los

embalses. De acuerdo con la información, el Sistema cuenta con cuatro Centrales de generación: Tezcapa con una capacidad instalada de 5.3 MW, Necaxa con 113.5 MW, Tepexic con 45 MW y Patla con 45.6 MW. Así, la capacidad total de las cuatro Centrales es de 209.4 MW (tabla 4.2).

Tabla 4.2. Capacidad instalada por central hidroeléctrica del SHN.

CENTRAL	No. UNIDADES	CAPACIDAD (MW)	PUESTA EN OPERACIÓN	AÑOS DE OPERACIÓN
Necaxa	10	113.5	1905-1950	106-61
Tepexic	3	45	1923-1927	88-84
Patla	2	45.6	1954	57
Tezcapa	2	5.3	1928	83
TOTAL	17	209.4	PROMEDIO	80

Puesto que las nuevas alternativas de modernización incluyen la ubicación de las Centrales en Necaxa, Tepexic y Patla, es importante mencionar los gastos históricamente manejados en estas Centrales: 33.4 m³/s, 27 m³/s y 30 m³/s, respectivamente.

Dada la creciente demanda de la zona a la que distribuyen el servicio de energía eléctrica en el centro del país y los costos de mantenimiento de las cuatro centrales hidroeléctricas con que cuenta, durante algunos años se había estado analizando la posibilidad de repotenciar el sistema planteando cambiar de un régimen de operación de carga base a uno de carga pico.

4.2 RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO Y SUS ÁREAS INVOLUCRADAS

Se definieron las cuatro posibles trayectorias por analizar con base en visitas a campo e información proporcionada. Los trabajos realizados para el análisis de estas cuatro alternativas se enmarcaron en las siguientes áreas principales: hidrología, climatología, geología, aerofotogrametría, impacto ambiental, mecánica y eléctrica.

Con relación a la hidrología, se determinó mediante análisis estocásticos con información hidrológica recopilada de la cuenca del SHN, la disponibilidad de volúmenes de almacenamiento para la operación de los vasos en régimen de 3 horas y 5 horas pico.

Para el caso de la climatología, se analizó la variación climática global de los últimos milenios. Se observa que existen oscilaciones climáticas de origen natural y que éstas han contribuido con la mayor aportación a la variación del clima de los últimos 100 años. A diferencia del análisis histórico de las precipitaciones donde se observa la tendencia a disminuir, el análisis de las oscilaciones resulta en una tendencia relativamente estable de la disponibilidad de agua por lo que se estima que el SHN no se verá afectado de manera significativa en cuanto a la disponibilidad de los volúmenes de agua que se desea manejar para la generación hidroeléctrica ya repotenciada.

Con respecto a la geología se realizó una exploración geológica a detalle y un análisis cualitativo de los riesgos geológicos y naturales para las alternativas de las trayectorias planteadas para la repotenciación. Se elaboró un mapa de dichos riesgos, considerando la influencia de las propiedades litológicas, la orientación de los estratos y la morfología de las pendientes, las propiedades edáficas, particularmente la tensión y cohesión del suelo, los procesos hidrológicos de saturación del suelo y el escurrimiento superficial; asimismo, se consideró la cobertura del suelo y el tipo de vegetación. En este mapa se incluyeron las trayectorias de las cuatro alternativas planteadas dando recomendaciones de sus ventajas y desventajas.

Los trabajos de aerofotogrametría consistieron en vuelos de baja altura, generación de ortofotos y elaboración de planos topográficos y de batimetría de cinco vasos del SHN.

Para la evaluación del impacto ambiental de las alternativas estudiadas, se abocó al análisis de la normatividad ambiental aplicable a nivel federal, estatal y municipal. Se revisó la normatividad vigente y los documentos de planeación para determinar si el proyecto se encontraba acorde a los lineamientos ahí planteados. Se determinó que el proyecto a desarrollarse tendrá impactos ambientales significativos, pero todos ellos mitigables a través de programas de restauración forestal, forestaciones, programas de manejo de combustibles, programas de rescate de flora y fauna, un programa de control de azolves en bancos en lechos de río y un

programa de monitoreo ambiental que demuestre en forma gráfica el desarrollo de los impactos a través del un periodo de dos años después de su establecimiento.

En cuanto al área mecánica, con base en el gasto a manejar en las alternativas de repotenciación (75 y 50 m³/s), la información de batimetrías, perfiles y sus arreglos correspondientes, se determinaron los tipos de turbinas, el número de máquinas y las características principales de las turbinas así como las dimensiones principales de caracol, rodete y tubo de desfogue (para turbinas tipo Francis), y diámetro de rueda, dimensiones de carcasa y caja espiral para el caso de turbinas tipo Pelton. Asimismo, en cada una de las alternativas propuestas, se ubicaron los pozos y las cámaras de oscilación, según el caso, con las dimensiones requeridas para amortiguar las fluctuaciones de presión que se presentan debido a las variaciones de flujo en el túnel de alimentación y para almacenar o suministrar el flujo "adicional" cuando se reduce o se incrementa la demanda de flujo en las turbinas por variaciones en la carga.

Por otra parte, se determinaron las máximas presiones a las que se encontraría sometido el túnel de alimentación, considerando las posibles variaciones de flujo. Por último, en relación al área eléctrica, se realizó el análisis para definir el diagrama unifilar que permita mostrar la infraestructura general de la planta de generación, la transformación, la subestación encapsulada, así como las posibles líneas de transmisión. Se llegó a la conclusión de que en el caso de transmitir la energía eléctrica en 230 kV, se tendría en cuenta que se tienen voltajes de operación

adecuados tanto en condiciones de pre contingencia como ante contingencias. Además, se requiere incrementar el derecho de vía actual de 17 m a 30 m.

Por otro lado, en el caso de transmitir la energía eléctrica en 85 kV, deberá considerarse el hecho de que para lograr voltajes adecuados de operación en condiciones de pre contingencia se requiere un banco de capacitores de 200 MVAR en la SE El Salto. Ante la pérdida de este banco de capacitores debido a alguna contingencia se tienen voltajes de operación de muy mala calidad que incluso se pueden considerar no operables. Finalmente, se requieren tres derechos de vía e incrementar la potencia de transformación de la subestación El Salto de 333 MVA a 550 MW.

Como conclusión preliminar se recomendó, desde el punto de vista técnico, emplear la trayectoria que parte del vaso de Necaxa, yendo por la parte Norte de la margen del río Necaxa, hasta llegar a Patla (alternativa 3). De esta manera podría continuar operando en condiciones de funcionamiento seguro durante un periodo adicional de vida útil.

A continuación se muestran los trabajos y estudios efectuados para cada área o disciplina involucrada en este proyecto. Cabe destacar, que para efectos de esta tesis, no se pretende incluir todos y cada uno de los detalles técnicos evaluados. La mayoría de los puntos son abarcados de manera general, con excepción del estudio hidrológico y el diseño hidráulico para la selección de turbinas.

4.3 EVALUACIÓN HIDROLÓGICA Y DE POLÍTICAS DE OPERACIÓN DE LOS EMBALSES DEL SH DE NECAXA

Como premisa para el proyecto, se tenía contemplado que se cambiara la generación de base a pico, por lo tanto era necesario cambiar el gasto de diseño anterior de 30 m³/s a uno de 50 m³/s para cinco horas o bien uno de 75 m³/s en tres horas. Por esta razón se tenía la tarea de revisar la disponibilidad hidrológica de todo el Sistema Hidroeléctrico de Necaxa para estudiar el gasto con el que se podría satisfacer la generación eléctrica. Se realizaron estudios estocásticos para determinar la disponibilidad del agua llegando a la conclusión de que se puede manejar el gasto de 75 m³/s con una probabilidad de falla del sistema aceptable.

4.3.1 Recorrido de reconocimiento y recopilación de información de INEGI

El Sistema Hidroeléctrico Necaxa se extiende por varios municipios (ver figura 4.4), abarca varias cuencas hidrológicas, de las cuales se trasvasa el agua por medio de túneles y canales. Algunas aportaciones son de suma importancia ya que proporcionan un porcentaje considerable para el sistema, sobre todo las referentes a la tercera división que provienen de las cuencas de Zacatlán y Chignahuapan.

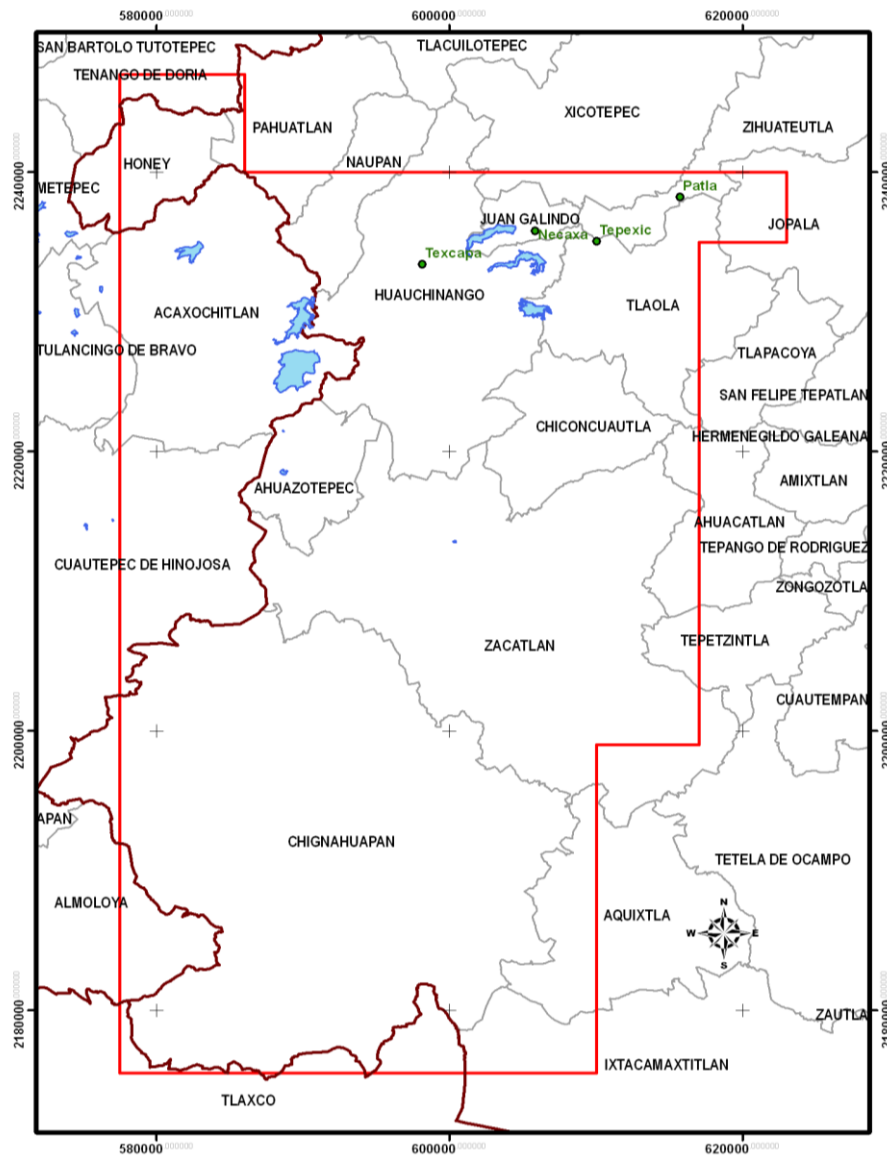


Figura 4.4. Municipios que pertenecen al SHN.

El área que se seleccionó para el estudio, está dentro de ocho cartas topográficas escala 1:50 000 que, de acuerdo con la clasificación de INEGI, le corresponden las claves F14D73, F14D74, F14D83, F14D84, E14B13, E14B14, E14B23 y E14B24 (figura 4.5). De estas cartas se adquirieron las Imágenes

Cartográficas Digitales, el Conjunto de Datos Toponímicos y el Conjunto de Datos Vectoriales, toda esta información se procesó con el software ArcView 9.2 ® el cual es un Sistema de Información Geográfica (SIG).

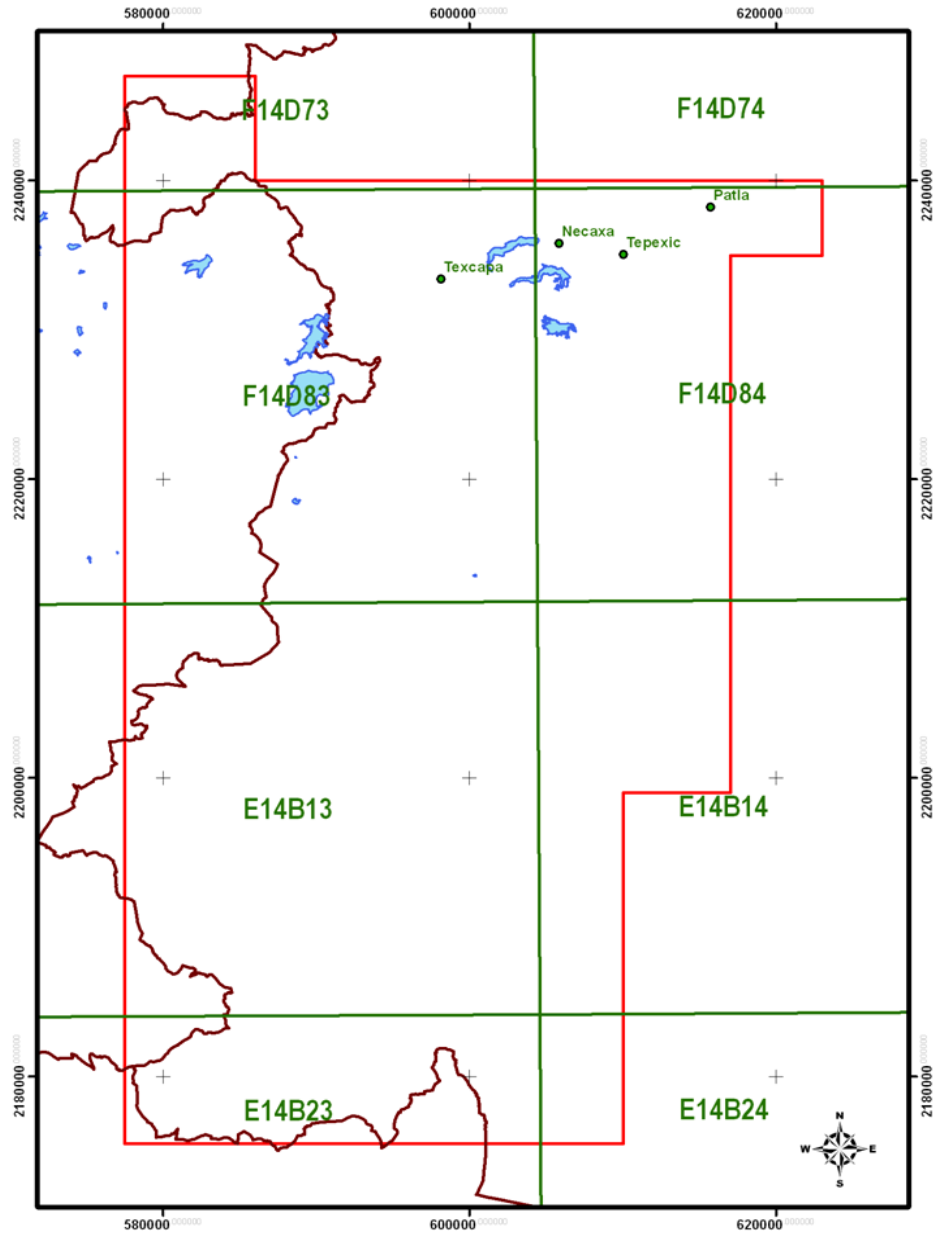


Figura 4.5. Clasificación de cartas topográficas que integran al SHN según INEGI

4.3.2 Recopilación y depuración de datos de lluvia y de volúmenes de vasos

Para la evaluación de las alternativas es de suma importancia la información hidrometeorológica, por lo que se revisó y recopiló la información de las siguientes instituciones:

El Sistema Hidroeléctrico Necaxa cuenta con estaciones climatológicas en cada presa que registran los valores de las precipitaciones diarias; para completar esta información se utilizarán los registros de algunas estaciones administradas por la CONAGUA, los cuales se tienen almacenados en la base de datos denominada CLICOM.

En la base de datos CLICOM se tienen registros de un número considerable de estaciones, desafortunadamente los registros de la mayoría muestran poca continuidad.

En la figura 4.6 se muestra la ubicación de catorce estaciones que eran operadas por LyFC y la CONAGUA que resultaron con registros de buena calidad.

Para la selección de las estaciones se consideró que tuvieran por lo menos 25 años continuos de registros de lluvias máximas anuales.

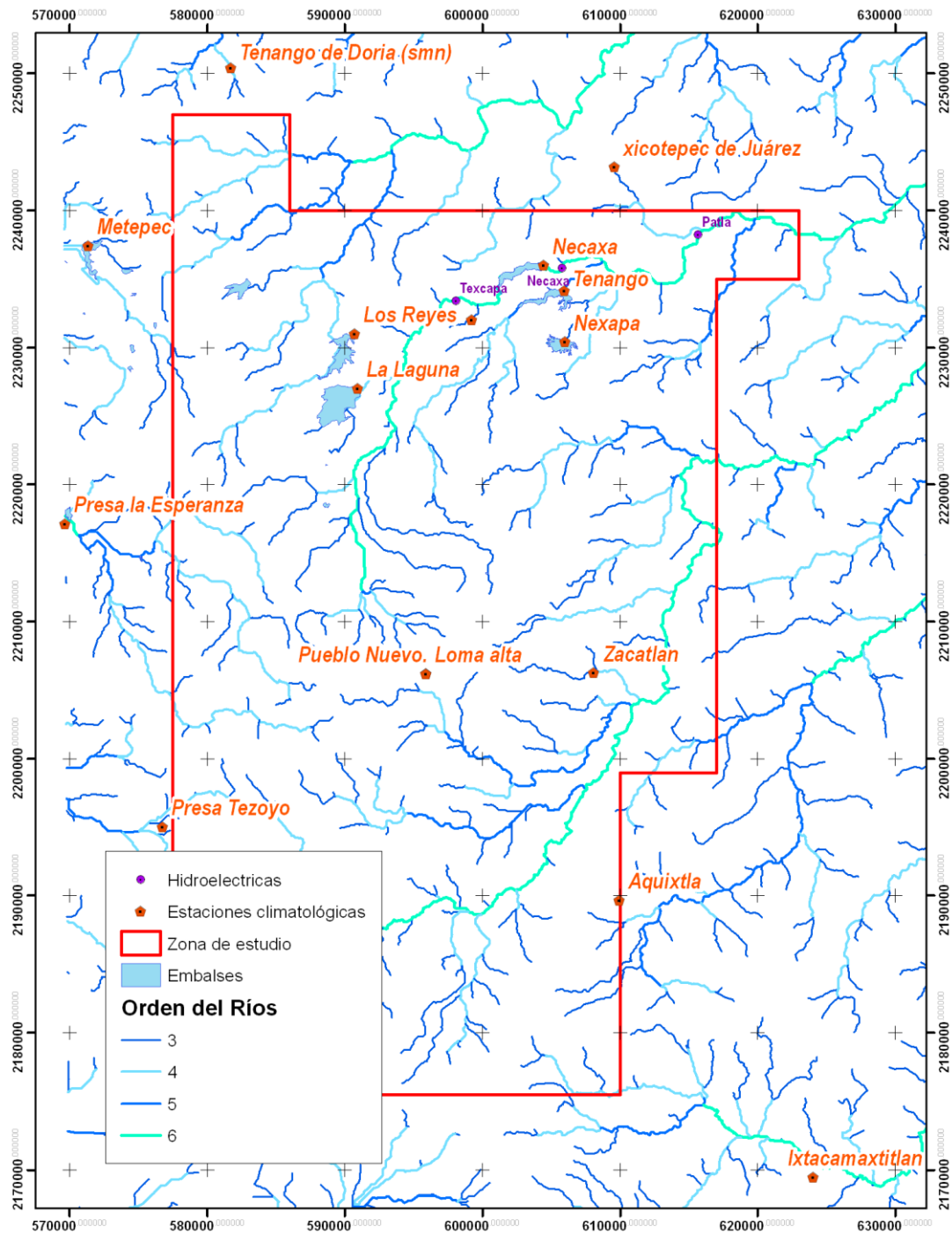


Figura 4.6. Estaciones climatológicas filtradas para el estudio

Se empleó el Modelo Digital de Elevaciones (MDE), proporcionado por INEGI para determinar los ríos y las cuencas en cada embalse, parte de los resultados se presenta en la figura 4.7

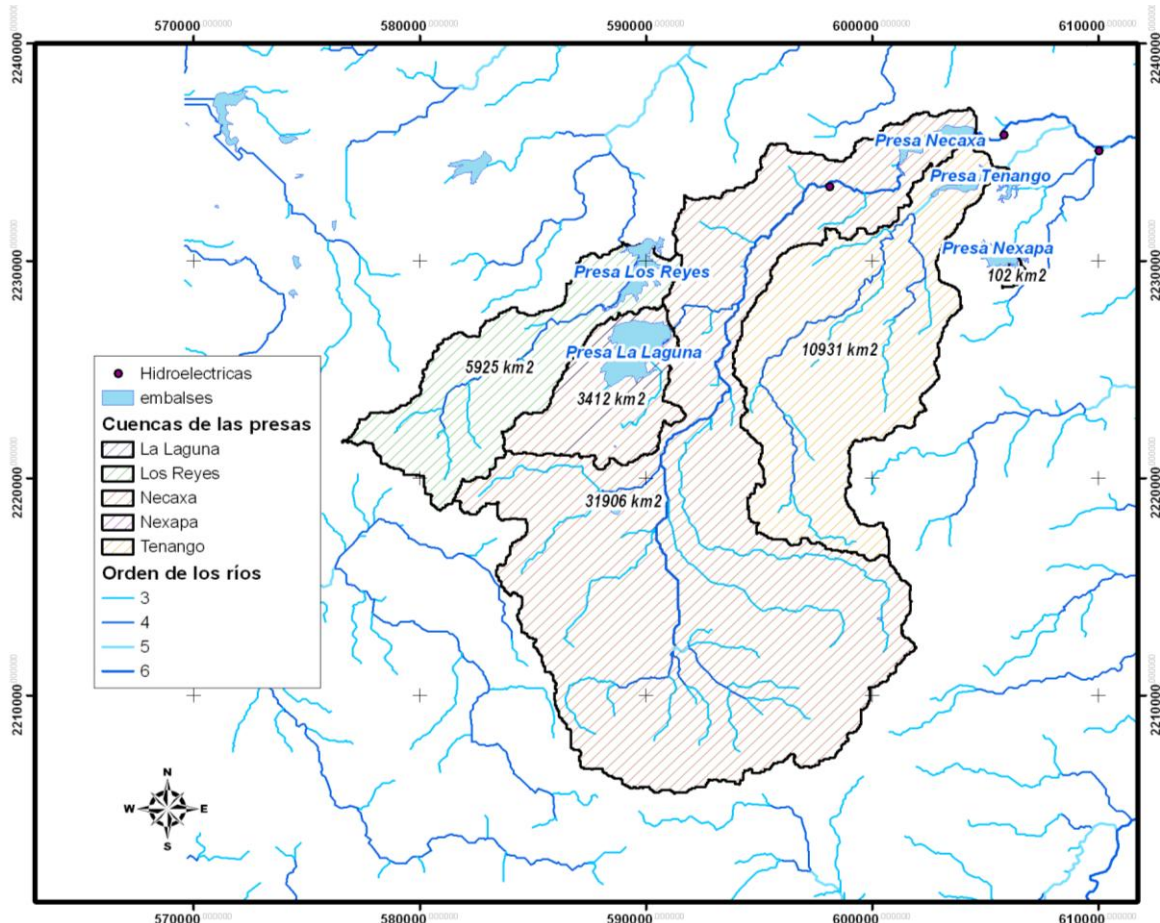


Figura 4.7. Cuencas correspondientes a cada embalse del sistema

Para poder determinar la lluvia efectiva en las cuencas del sistema se procederá a emplear el método de los polígonos de Thiessen que le corresponda a cada estación hidrometeorológica. Con la información presentada en las dos figuras

anteriores se puede determinar el área de influencia de cada estación con respecto a la superficie que se cubre en cada cuenca, como puede observarse en la figura 4.8.

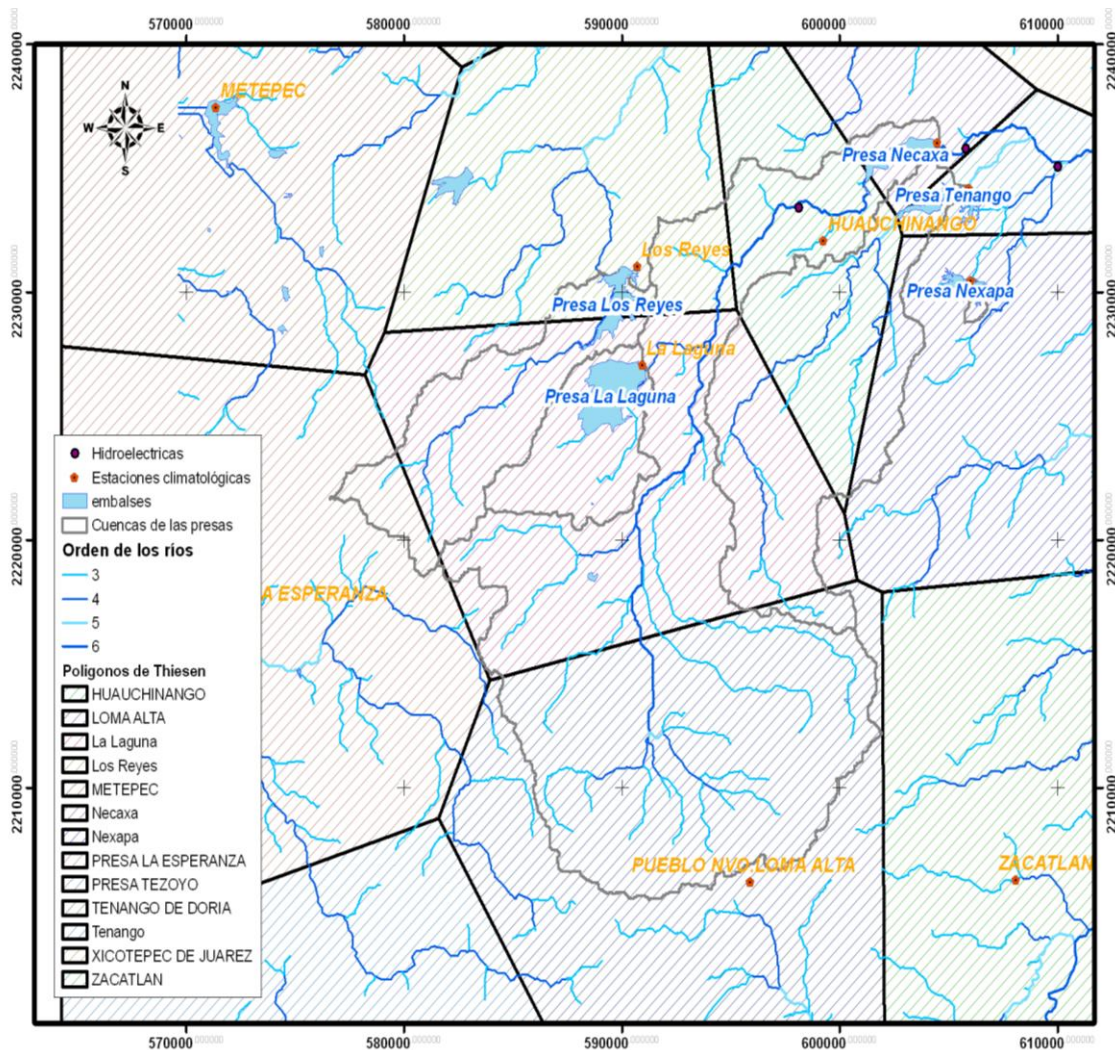


Figura 4.8. Polígonos de Thiessen para cada estación

Posteriormente se realizará el procesamiento de la información de lluvias para determinar los escurrimientos máximos probables que pudieran generarse a la entrada de las presas de Necaxa y Nexapa.

4.3.3 Análisis del funcionamiento de vasos

El diseño y revisión hidrológica de los embalses está basado en que las demandas o extracciones son conocidas o predecibles con cierto grado de seguridad, mientras que las aportaciones son de naturaleza aleatoria e impredecible. El diseño y revisión no deben de basarse en la simulación del registro histórico por muy confiable que este sea, ya que es muy improbable que dicho arreglo se repita en el futuro y por lo tanto los resultados obtenidos no serán representativos del sistema Aportación - Embalse -Demanda.

Es por esto que se recurre a la Hidrología Estocástica, cuyos conceptos y técnicas permiten generar series sintéticas de escurrimientos o almacenamientos, que tienen la misma probabilidad de ocurrencia que la serie histórica original. Es importante aclarar que estas técnicas no tienen como objetivo el generar eventos extremos, sino generar escurrimientos ordinarios y a su vez encontrar las combinaciones críticas a lo largo de la vida útil del embalse. Otro aspecto importante es que la Hidrología Estocástica no mejora la calidad de la información, solo hace un mejor uso de la información existente pero está sometida a los mismos errores de muestreo que la serie original.

Como se dijo anteriormente, la demanda es determinada de manera confiable así como su variación (Ley de demandas), sin embargo esto no coincide con la variación natural de la lluvia y los escurrimientos por lo que se hace necesario la

construcción de embalses que permiten guardar los sobrantes y utilizarlos en periodos de escasez. El volumen almacenado en los embalses varía constantemente debido a las diferencias entre el volumen que entra (lluvia y escurrimiento) y el que sale de él (demanda y pérdidas).

4.4.3.1 Marco teórico para el análisis estocástico de los vasos

En hidrología, una serie de tiempo o cronológica está definida como una secuencia de observaciones que miden la variación en el tiempo de un fenómeno hidrológico. Esta definición es prácticamente igual que en Estadística y sólo difiere en sus componentes; en hidrología se aceptan solo dos componentes: el determinístico y el aleatorio o estocástico (ver figura 4.9).

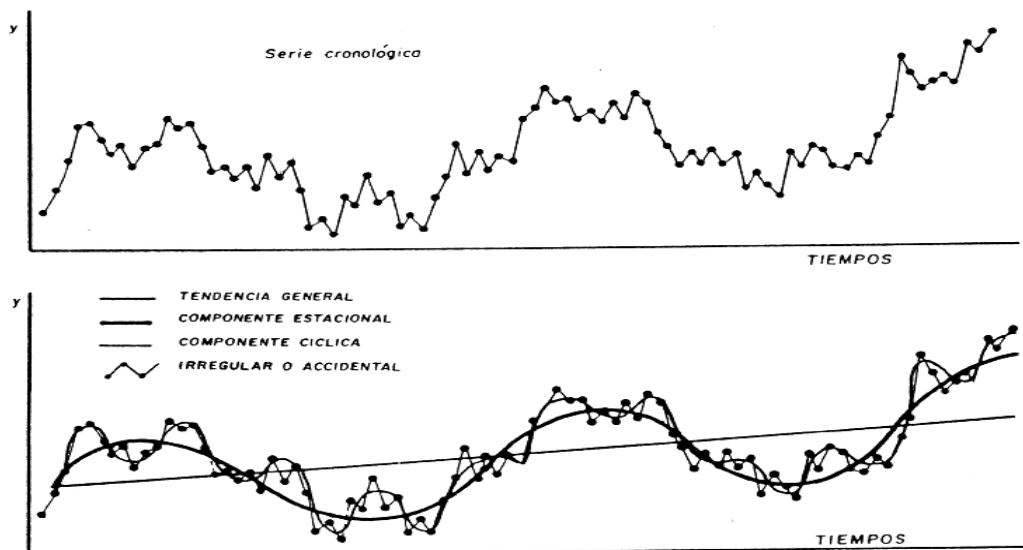


Figura 4.9. Componentes estadísticas de una serie cronológica

La componente determinística puede ser evaluada con fines de predicción y consiste en comportamientos de periodicidad y tendencia, en cambio la componente estocástica está formada por irregularidades que no pueden ser explicadas físicamente por lo que se requiere el uso de la probabilidad para su descripción.

Para determinar la componente determinística se realizan diferentes estudios:

Tendencia. En una serie de tiempo, la tendencia se debe básicamente a cambios en la cuenca o errores de medición lo que origina que la muestra sea catalogada como inconsistente; para determinar la inconsistencia se utilizan pruebas como la de Kendall o ajuste de regresión lineal.

Homogeneidad. Dentro de una serie de tiempo, pueden ocurrir cambios súbitos denominados saltos, los cuales pueden deberse a eventos naturales catastróficos (terremotos, huracanes, incendios forestales, etc.) o como consecuencia de obras hidráulicas (modificación de la altura del vertedor, etc.). Para determinar la homogeneidad se utilizan pruebas estadísticas como t de Student, prueba de Cramer, entre otras.

Persistencia. Esta propiedad determina una dependencia o asociación entre las observaciones. Para determinar la persistencia se utiliza el coeficiente de correlación serial.

Por otro lado, en los modelos estocásticos el algoritmo de cálculo incluye una o varias componentes probabilísticas. Con los Modelos Estocásticos se generan series futuras de lluvias, de caudales, de niveles de embalses, o de eventos extremos. Los modelos de simulación permiten analizar diferentes situaciones para obtener un panorama amplio de posibles resultados de un problema, por ejemplo, los Modelos de Operación de Embalses, de Tránsito de Crecientes entre otros.

El problema de "diseño" en un embalse, consiste en determinar el Volumen de Almacenamiento necesario para que el embalse sea capaz de suministrar la demanda con un nivel de probabilidad aceptable. Por medio de la simulación se utilizan diferentes series hidrológicas generadas estocásticamente y se combinan con diferentes dimensiones del embalse. Esto permite obtener tantos Volúmenes de Almacenamiento probables como opciones se analicen (*Escalante y Reyez, 2005*). Con los resultados obtenidos se hace luego un análisis de probabilidades para determinar los niveles de riesgo de las diferentes soluciones. Estos análisis permiten al diseñador tener un buen criterio para tomar la decisión sobre el Dimensionamiento de las Obras y la Operación futura del Embalse.

5.5.3.2 Generación empírica de volúmenes para cada embalse con modelos estocásticos.

La generación aleatoria de una variable es a través del ajuste de una función de probabilidad (FDP) (figura 4.10), la cual está definida como:

$$P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(x)dx \quad (4.1)$$

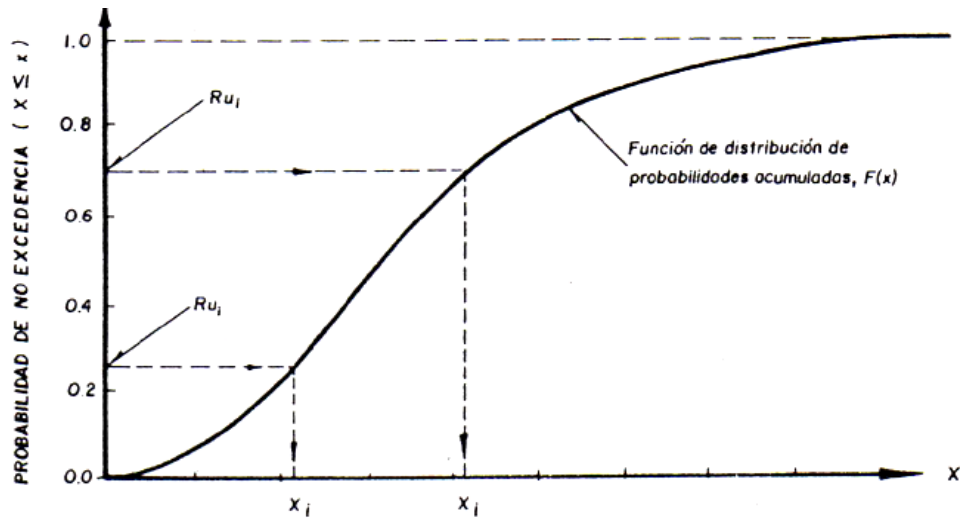


Figura 4.10. Componentes estadísticas de una serie cronológica

En el análisis estocástico la determinación de la mejor función de ajuste generalmente no se hace a través de la Bondad de Ajuste como en el caso de eventos extremos, sino que se determina a través de sus parámetros estadísticos según se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Parámetros estadísticos para una FDP

Cv	g	
	-1.50 a -0.20	-0.20 a +0.50
0 a 0.25	Normal	
0.25 a 2.00	Normal si Cs < 0.20	Log-normal
	Weibull si Cs < 0.20	

donde C_v es el coeficiente de variación, C_s el coeficiente de asimetría y g el coeficiente de oblicuidad.

Generación con persistencia

Son modelos autorregresivos o Markovianos y utilizan un valor precedente (persistencia) y una componente aleatoria. El modelo de primer orden es el más utilizado.

$$X_i = X_m + r_1(X_{i-1} - X_m) + t * S \sqrt{1 - r_1^2} \quad (4.2)$$

En esta ecuación:

- X_i es el volumen generado sintéticamente.
- X_m es el volumen medio anual.
- r_1 es el coeficiente de correlación serial de orden 1.
- X_{i-1} Es el volumen precedente generado.
- t es una variable aleatoria que depende de la distribución utilizada.
- S es la desviación estándar de los volúmenes históricos.

4.3.3.3 *Hidrología estocástica mensual*

La serie cronológica mensual es un proceso estocástico mucho más complejo, ya que se introduce una componente periódica en el proceso que influye en los volúmenes medios mensuales, en los parámetros estadísticos, en la FDP y en las correlaciones. Existen diversos métodos para generar series sintéticas mensuales aunque son dos los más utilizados: El método de los Fragmentos y el método de Thomas & Fiering (*Escalante y Reyes, 2005*).

Método de los fragmentos

Este método bastante simple, práctico, lógico aunque de poco sustento teórico. Se utilizan los porcentajes mensuales con respecto a su volumen mensual y la selección de los fragmentos utilizados se hace en forma aleatoria.

Método de Thomas & Fiereng

Este método consiste en realizar 12 ecuaciones lineales, cada una relacionada con el volumen mensual, es similar al método con persistencia anual ya que también utiliza una componente determinística y otra aleatoria.

Recopilación de la información

En la figura 4.11 se ilustra el sistema de embalses operando dentro del sistema hidroeléctrico Necaxa.

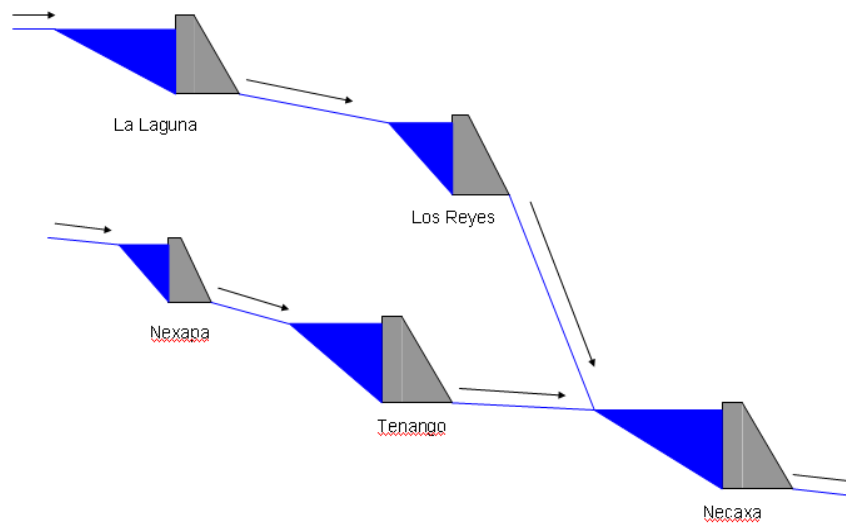


Figura 4.11. Sistema de embases del SHN

Del SHN, solo se tienen los volúmenes de las presas, pero se desconoce cuánto entra y sale en los embalse y por lo tanto no se puede realizar un balance hídrico. También se tienen algunos inconvenientes en los registros históricos ya que en algunos años no se tomaron registros. A continuación se presentan las gráficas de los volúmenes almacenados en los embalses así como el volumen utilizado para generar energía eléctrica en Necaxa (figuras 4.12 a 4.16 y figura 4.17 respectivamente). En estas, la línea roja representa el volumen máximo que puede almacenar cada embalse (Nivel de agua máximo ordinario, NAMO) y se observa que

todos los embalses han disminuido en su capacidad de almacenamiento debido a los azolves. La línea azul representa el volumen almacenado y la discontinuidad de la línea se debe a la falta de lecturas en dicho periodo.

Se puede observar que la serie histórica no presenta un registro continuo y tampoco es posible hacer un llenado de registro ya que todos los embalses presentan esta deficiencia en el mismo periodo. El periodo consecutivo de información es del orden de 9 años lo cual se traduce en una insuficiencia para el desarrollo de un estudio hidrológico. Por tanto, a fin de contar con la mayor cantidad de información posible, se hace necesario recurrir a los modelos estocásticos sin persistencia o aleatorios.

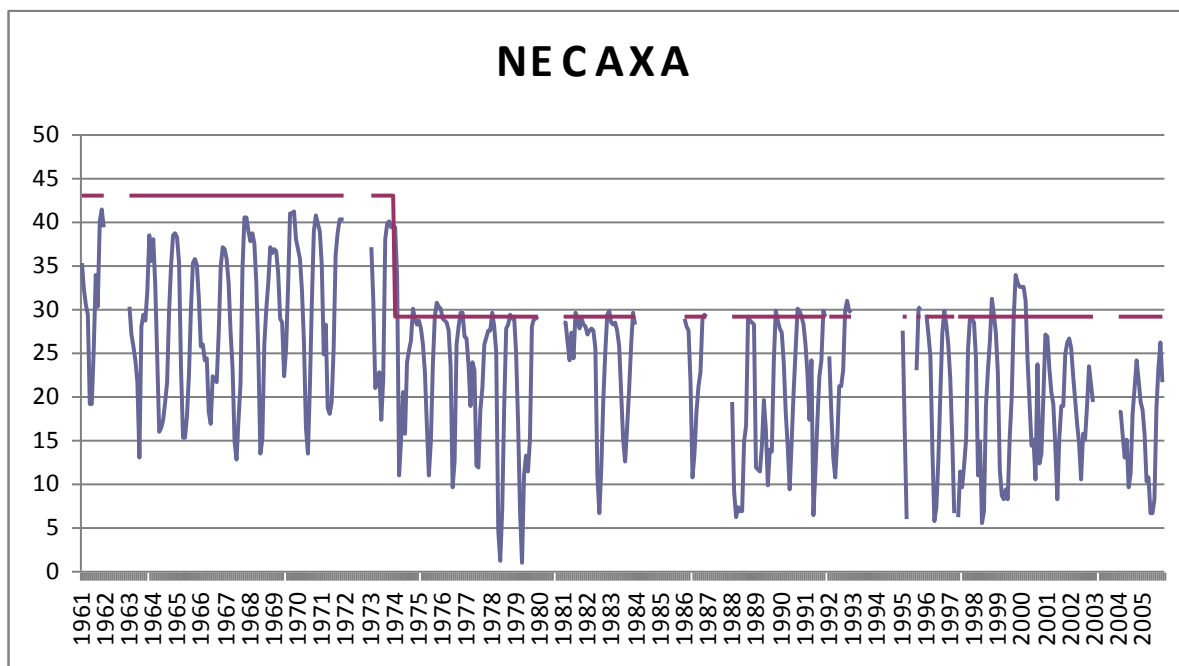


Figura 4.12. Volúmenes almacenados en Necaxa, en hm^3

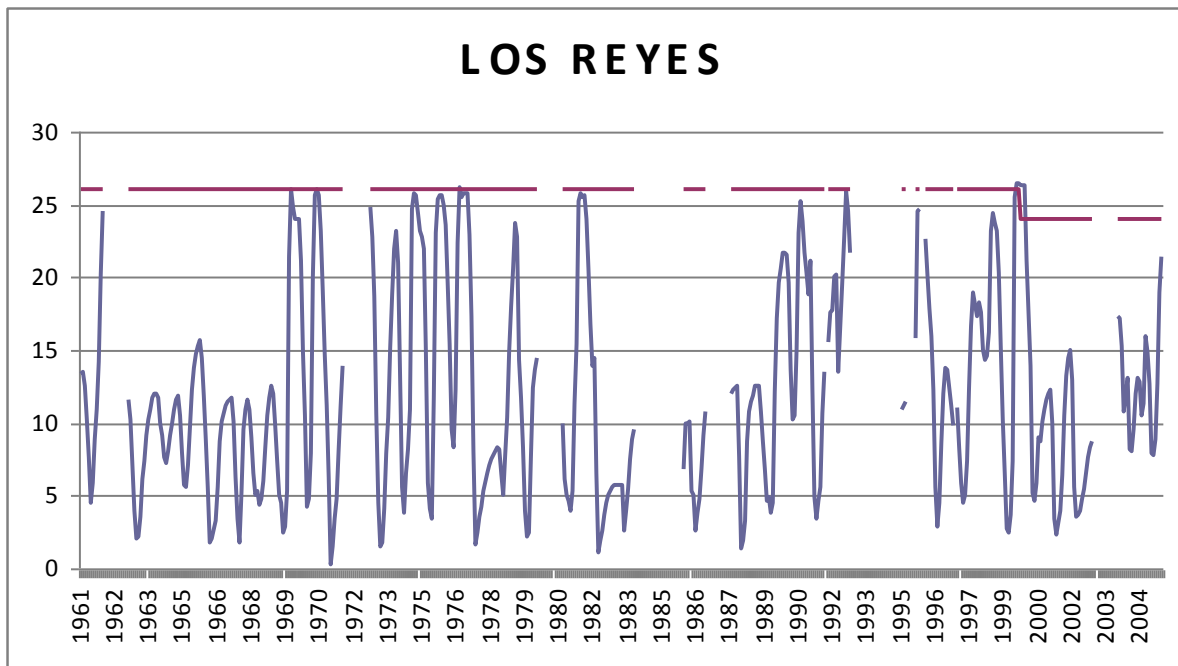


Figura 4.13. Volúmenes almacenados en Los Reyes, en hm^3

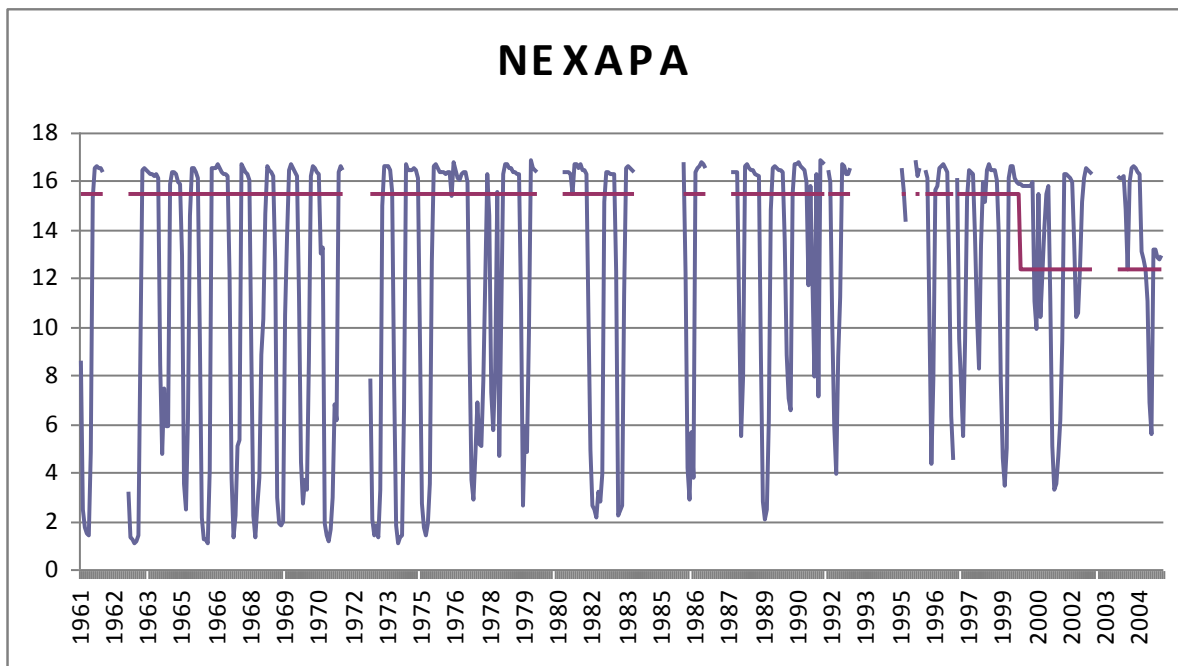


Figura 4.14. Volúmenes almacenados en Nexapa, en hm^3

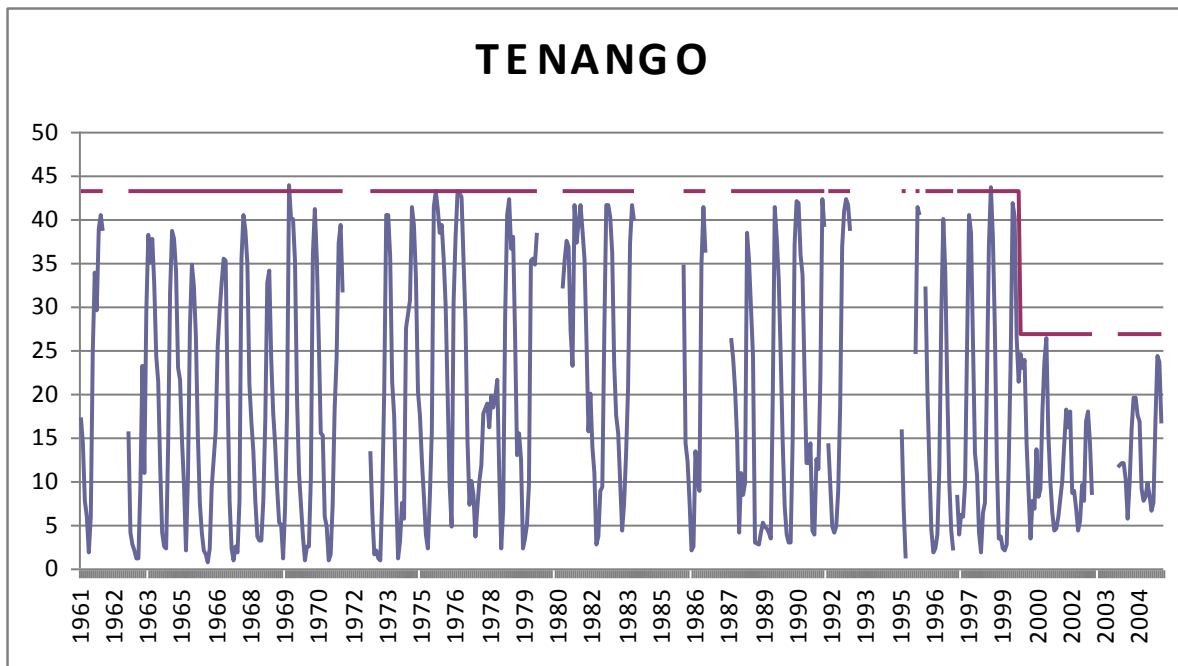


Figura 4.15. Volúmenes almacenados en Tenango, en hm^3

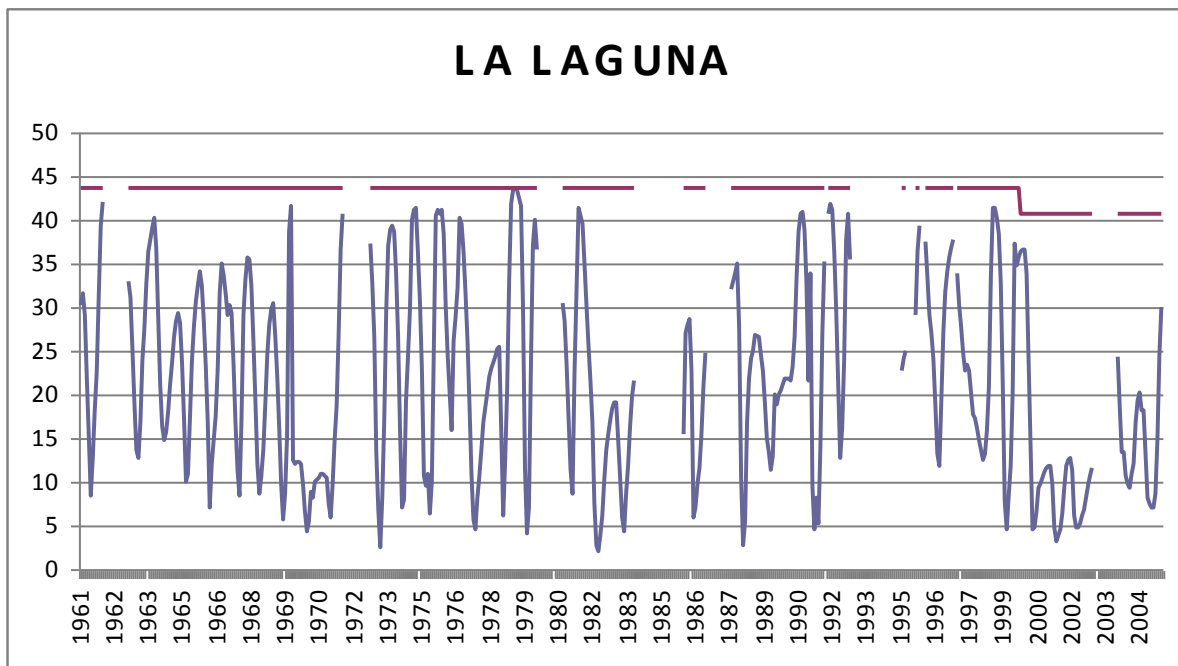


Figura 4.16. Volúmenes almacenados en La Laguna, en hm^3

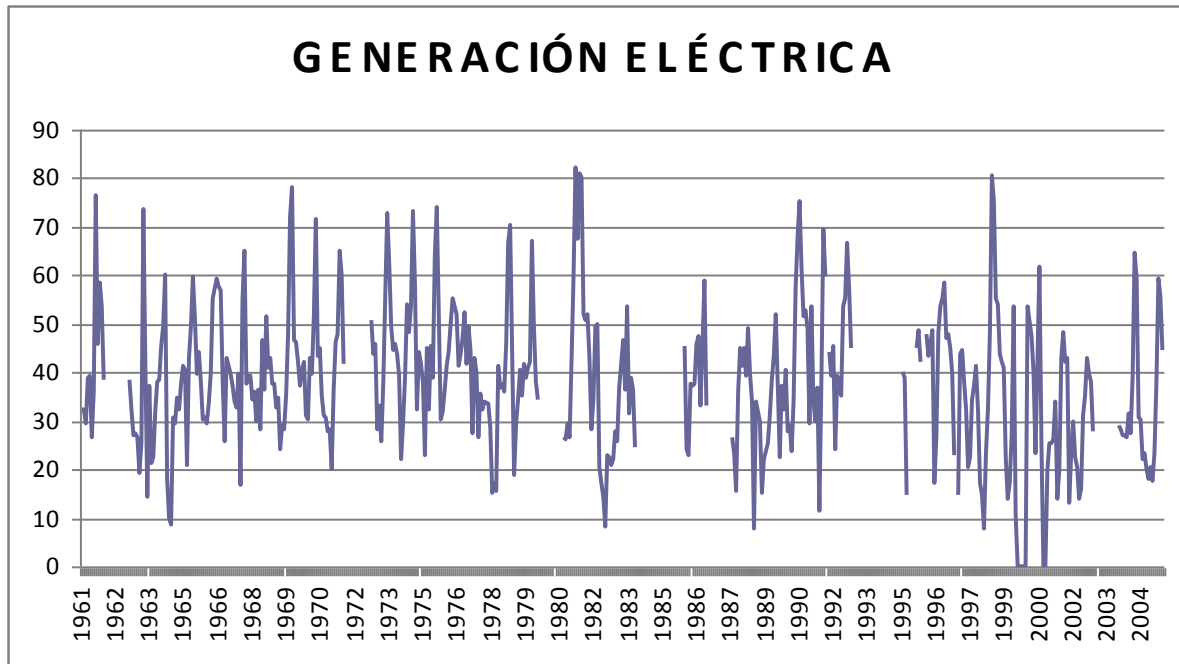


Figura 4.17. Volúmenes utilizados en la generación de energía eléctrica, en hm^3

4.3.3.4 Análisis de la información

Criterio para la selección del estudio estocástico

Como ya se mencionó, la serie histórica no presenta un registro continuo y tampoco es posible hacer un llenado de registro ya que todos los embalses presentan esta deficiencia en el mismo periodo. por lo que para tener la mayor cantidad de información posible, se recurrirá a modelos estocásticos sin persistencia o aleatorios.

Como primer paso se determina el volumen anual de todo el sistema y con ello se generan sintéticamente volúmenes anuales.

Como segundo paso, se realizará la generación sintética de los volúmenes mensuales con el método de los fragmentos ya que se puede trabajar con datos sin persistencia (cuando no se puede establecer una correlación entre los eventos). En los informes siguientes se hará una desagregación espacial y temporal para realizar series sintéticas en cada uno de los embalses.

Para realizar la generación sintética primeramente se optó por analizar los datos conforme al calendario gregoriano y aunque los resultados fueron aceptables ya que tanto los estadísticos de la serie original, como los de la serie sintética no existe mucha discrepancia según se puede observar en las figuras 4.18 a 4.20; por otra parte se analizó la opción de trabajar con los años hidrológicos, aunque se perdió más información al final los estadísticos dieron resultados más aproximados.

Una vez realizado el estudio de los años calendario se procedió a determinar el comportamiento de la serie con años hidrológicos, esto es, empezar en junio y terminar en mayo. Al hacer esto, se redujo la longitud de la serie de 30 a 23, también se cambio el modelo al separar los volúmenes de almacenamiento con el volumen utilizado en la generación eléctrica.

A los volúmenes de los embalses al principio se tomaron como uno solo para después separarlos espacialmente. Por último se hizo una desagregación temporal de los embalses y del volumen generado.

Se realizó la generación sintética en 3 pasos, el primero fue generar anualmente a través de un modelo estocástico aleatorio o datos sin persistencia (cuando no se puede establecer una correlación entre los eventos) en los embalses y también con el volumen utilizado para la generación de electricidad. El segundo paso fue la generación sintética de los embalses para el cual utilizamos el método de los fragmentos y por último, la generación sintética mensual tanto de cada embalse como del volumen generado para la producción de electricidad. Todos los eventos modelados están en hm^3 .

Para la generación anual se utilizó el método de generación sin persistencia o aleatorio y se generaron 10,000 números aleatorios, estos eventos generados se utilizaron para la separación espacial (5 embalses) y para la separación mensual (12 meses).

Antes de pasar al resultado de la generación de las series sintéticas, se presentan los resultados en un primer análisis y se estudió todo el sistema en conjunto.

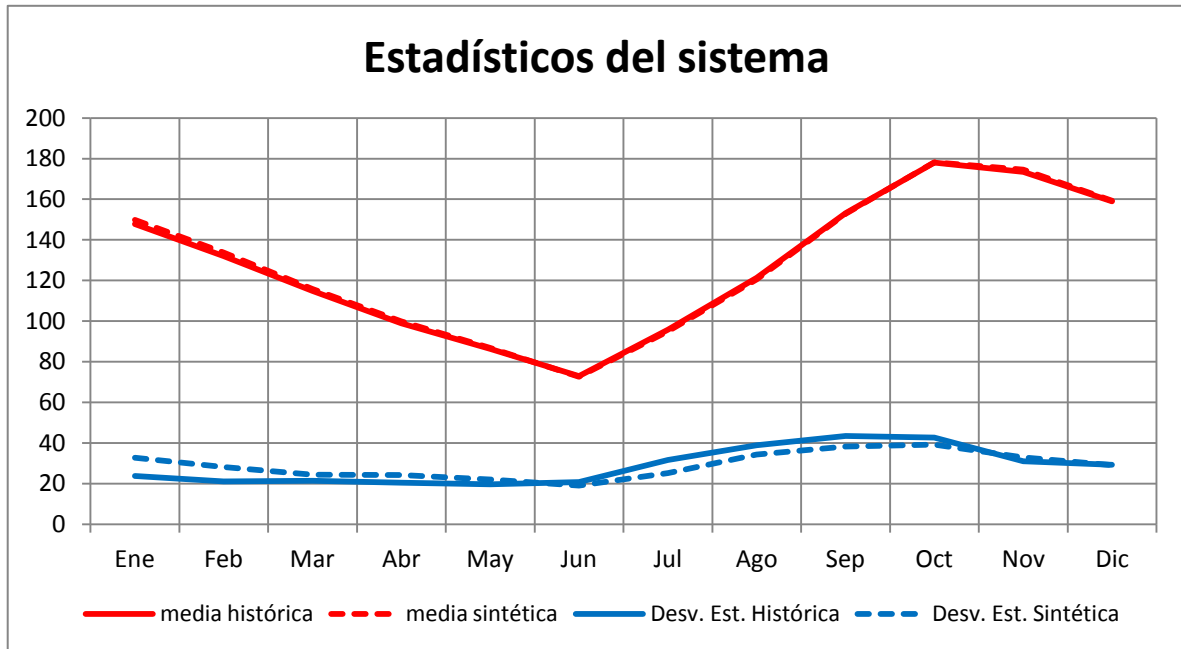


Figura 4.18. Comparación de la Media y la Desviación Estándar

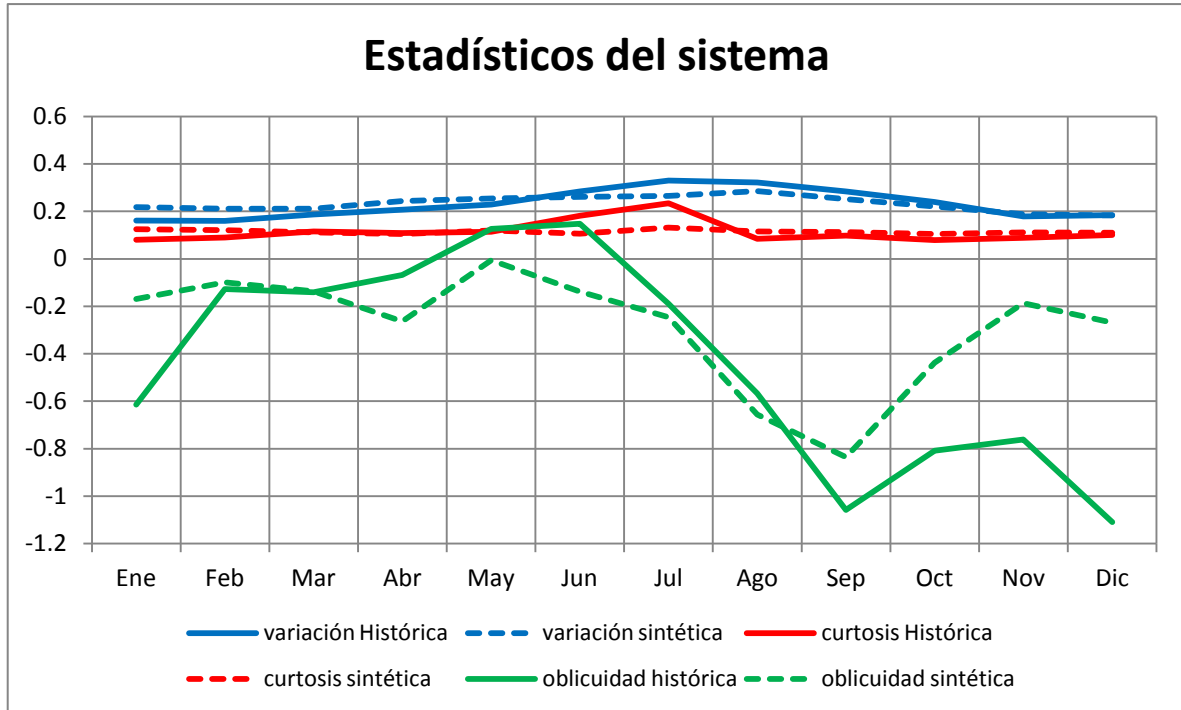


Figura 4.19. Comparación de la Variación, Curtosis y Oblicuidad

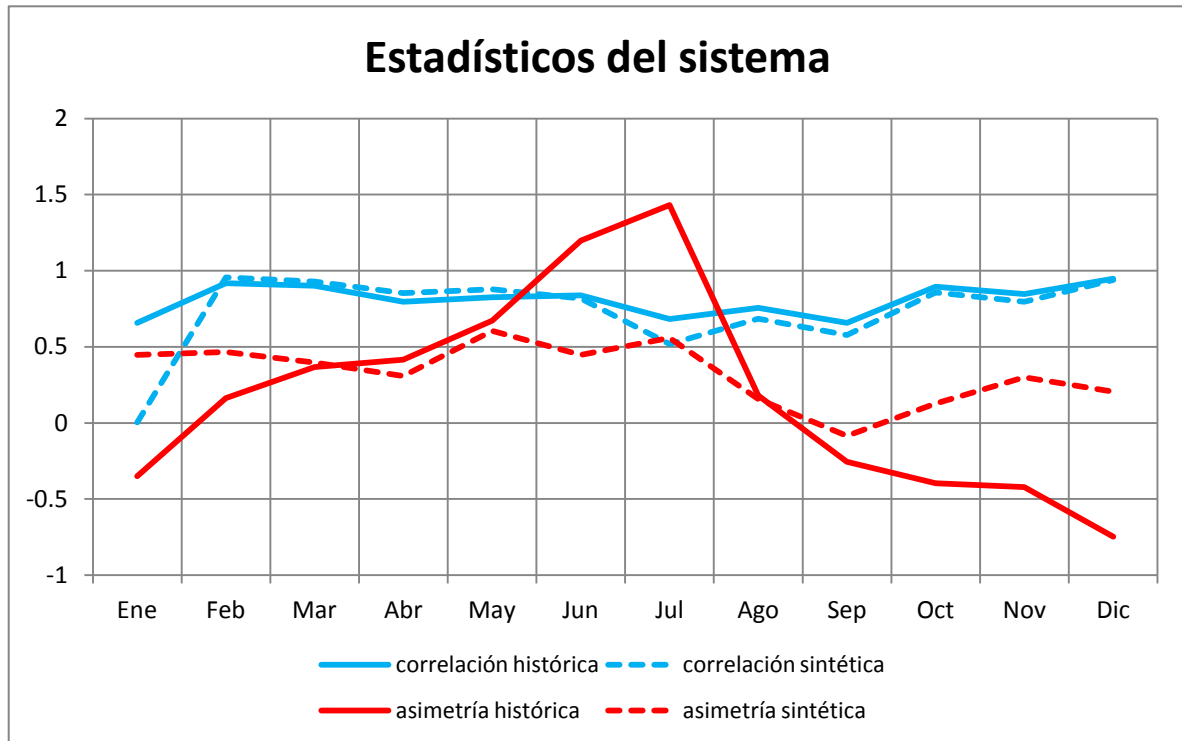


Figura 4.20. Comparación del coeficiente de asimetría y correlación.

Resultados de la generación sintética anual

A manera de resumen, se presentan las siguientes tablas comparando los parámetros estadísticos y sus respectivas gráficas:

Tabla 4.4. Estadísticos anuales de los embalses de la serie histórica y sintética

Embalses, anual		
	histórico	sintético
contar	23	23
media	1064.558	1064.601
Desv. Est.	185.945	184.644
C. Variación	0.175	0.174
C. Asimetría	-0.190	-0.030
C. curtosis	2.656	3.335
C. oblicuidad	-0.547	-0.493
C. correlación	0.085	-0.046

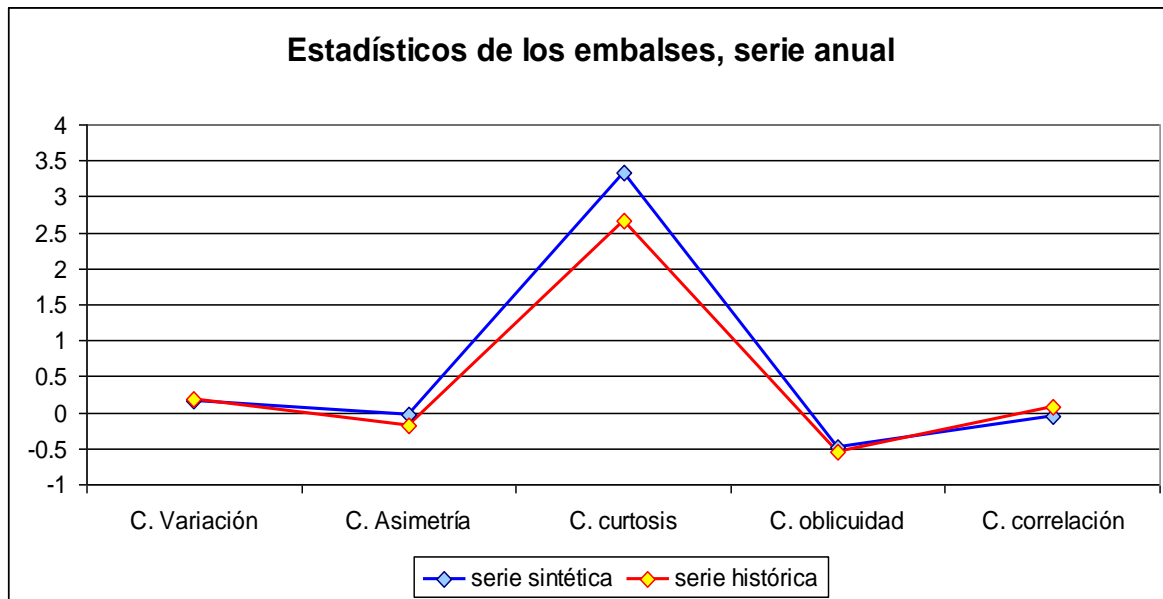


Figura 4.21. Estadísticos de los embalses, serie anual.

Tabla 4.5. Estadísticos de los volúmenes de generación eléctrica, serie anual

Generación eléctrica, serie anual		
	histórica	sintética
contar	23	23
media	467.014	467.035
Desv. Est.	93.892	93.235
C. Variación	0.201	0.200
C. Asimetría	0.149	-0.030
C. curtosis	3.074	3.335
C. oblicuidad	-0.318	-0.576
C. correlación	-0.119	-0.046

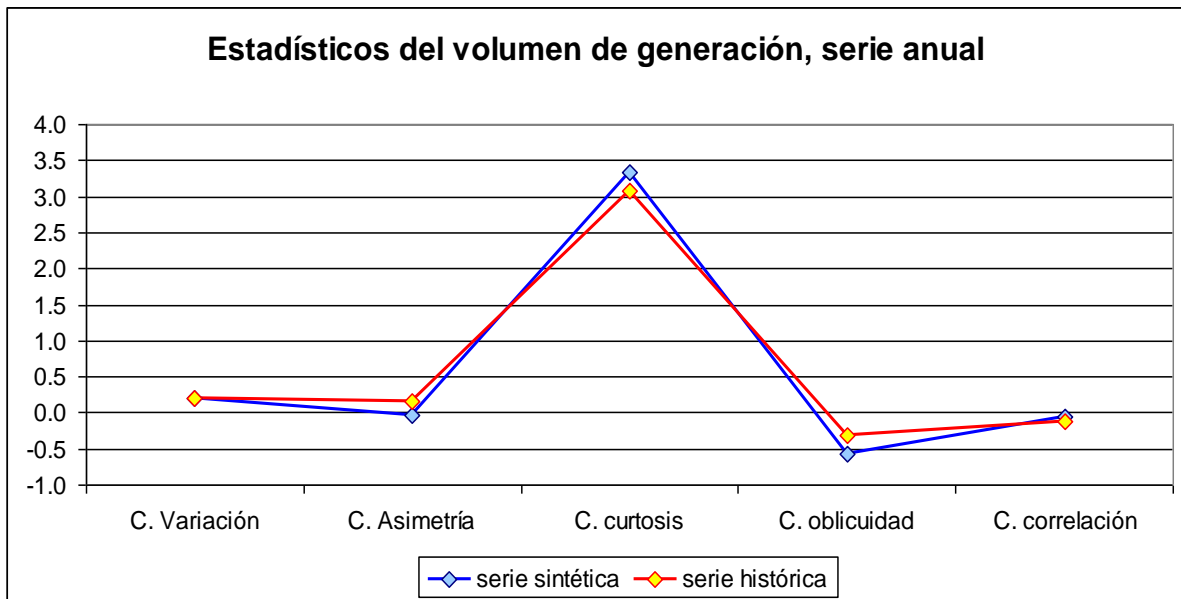


Figura 4.22. Estadísticos de los volúmenes generados para la energía eléctrica, serie anual

Resultados de la generación espacial por fragmentos

A continuación se presentan los estadísticos de los embalses y su comparación gráfica, los cuales se obtuvieron después de desfragmentar el volumen total a cada uno de los embalses.

Tabla 4.6. Estadísticos de los embalses separados, serie anual

	Necaxa		Tenango		Nexapa		Laguna		Reyes	
	histórica	sintética	histórica	sintética	histórica	sintética	histórica	sintética	histórica	sintética
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	295.601	290.693	223.546	225.098	144.693	141.353	255.086	259.058	145.675	148.357
Desv. Est.	76.246	58.400	50.568	57.240	38.168	22.380	70.216	79.529	49.016	54.759
Variación	0.258	0.201	0.226	0.254	0.263	0.158	0.277	0.307	0.338	0.369
Asimetría	0.351	-0.071	0.517	0.377	0.707	-0.217	-0.180	-0.637	0.145	-0.008
Curtosis	3.098	2.129	3.989	2.871	4.147	2.356	3.114	2.946	2.702	2.003
Oblicuidad	-0.200	-0.325	-0.104	-0.171	0.012	-0.455	-0.864	-1.311	-0.477	-0.554
Correlación	-0.035	0.754	-0.032	0.341	-0.060	-0.032	-0.029	0.137	-0.050	0.090

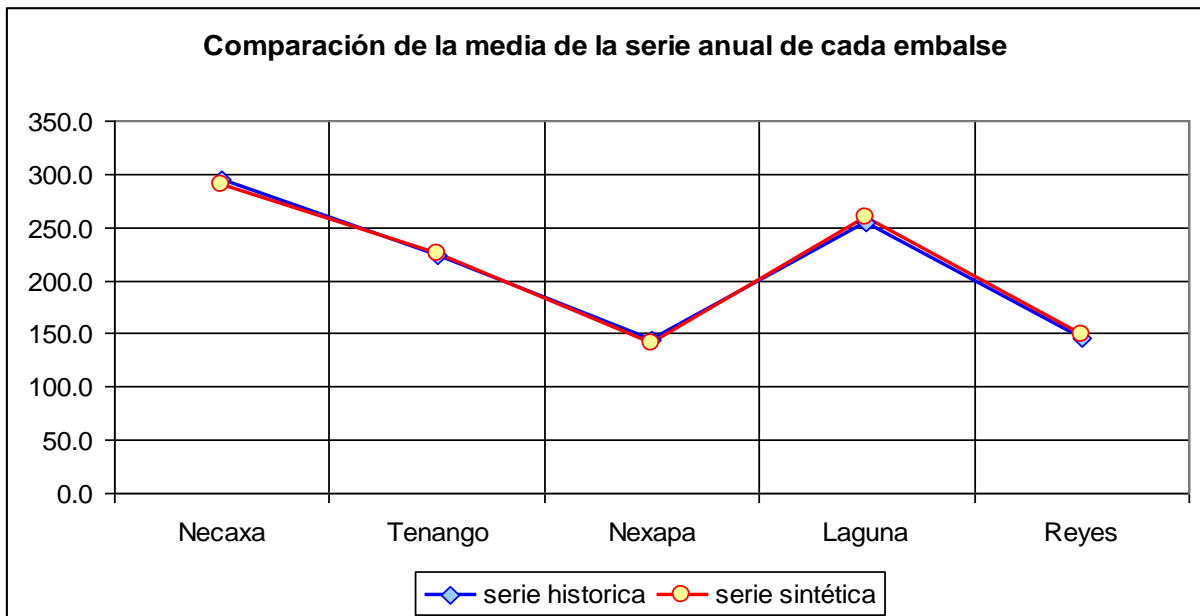


Figura 4.23. Comparación de la media en cada embalse

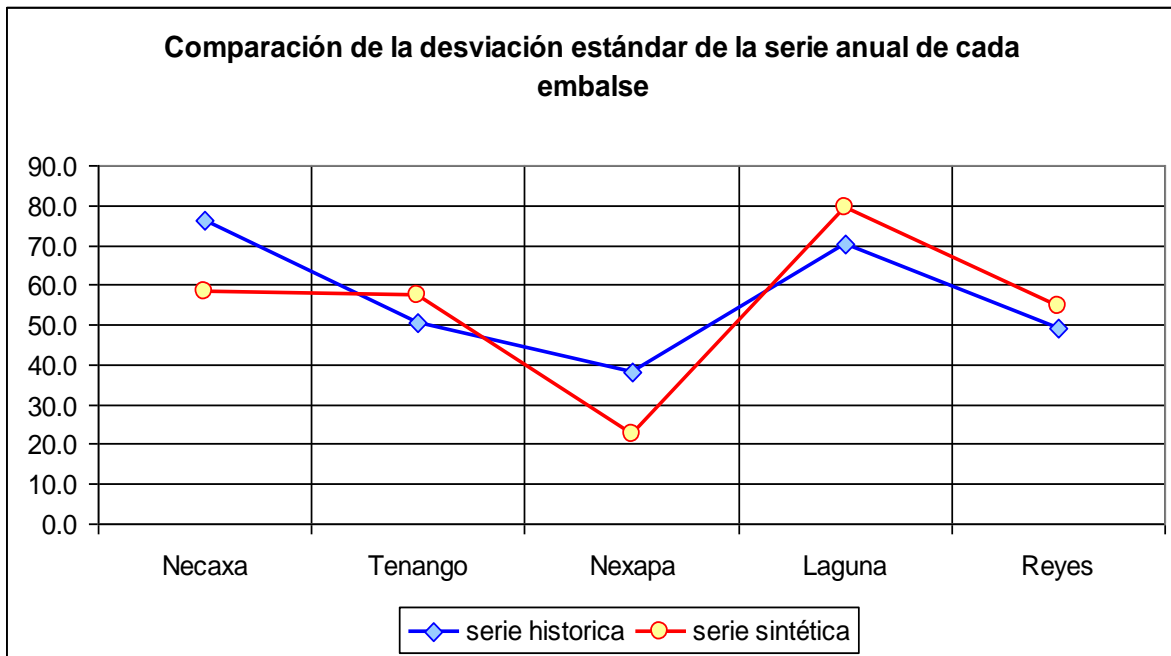


Figura 4.24. Comparación de la Desviación estándar de cada embalse, serie anual

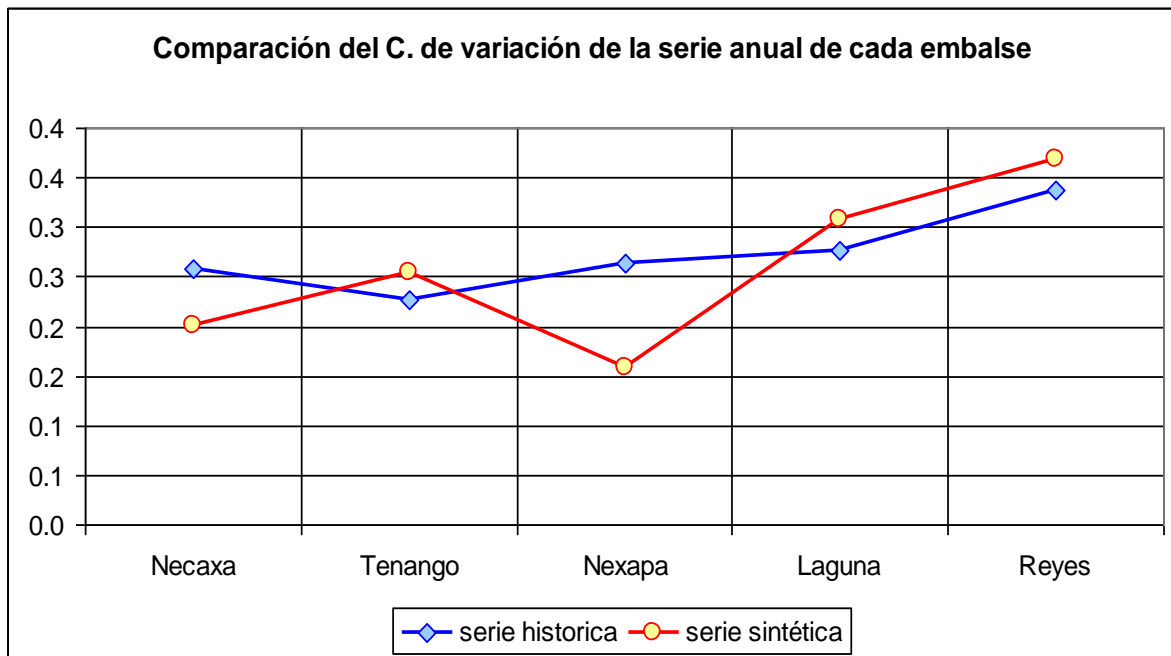


Figura 4.25. Coeficiente de Variación de cada embalse, serie anual

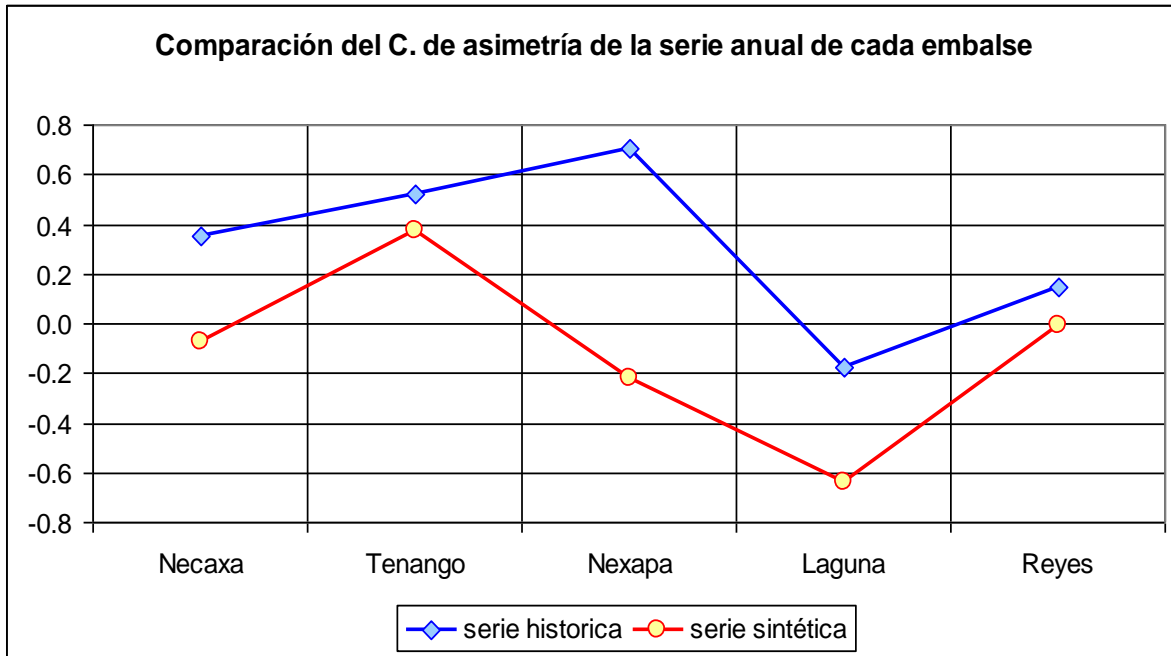


Figura 4.26. Coeficiente de asimetría de los embalses, serie anual

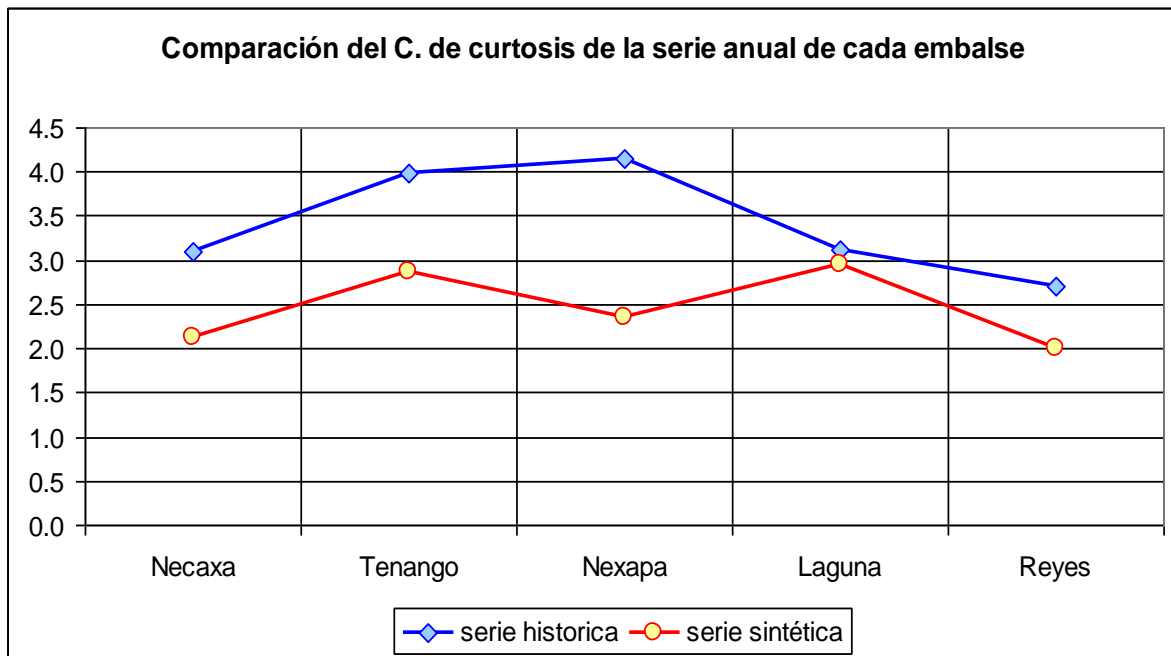


Figura 4.27. Coeficiente de curtosis de los embalses, serie anual

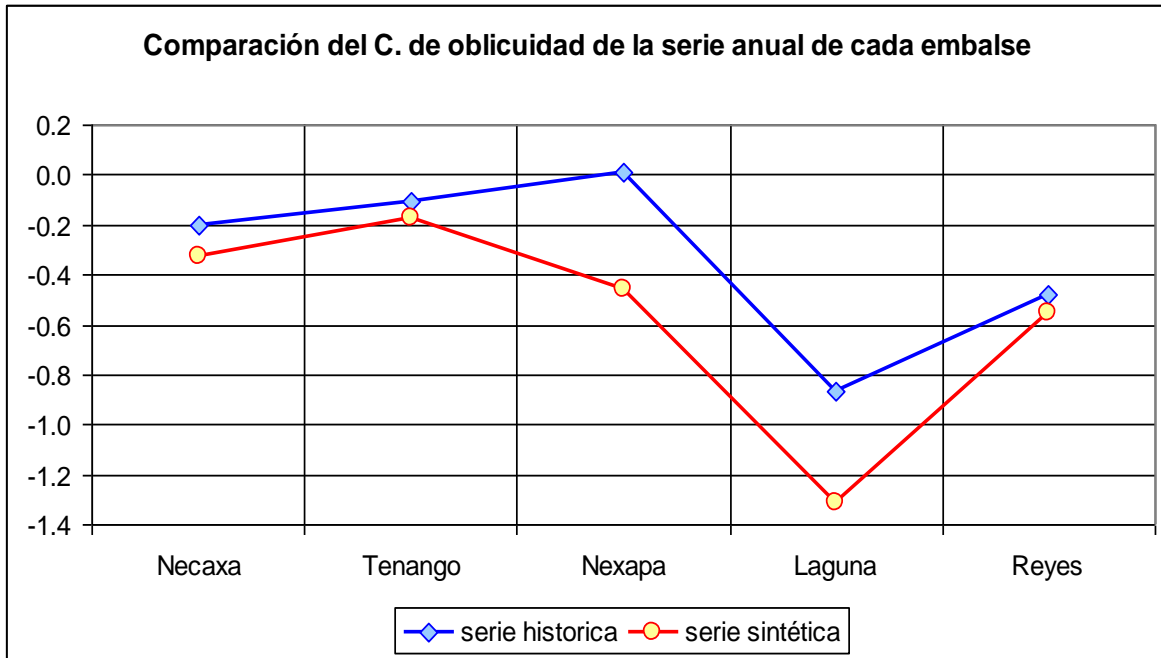


Figura 4.28. Coeficiente de Oblicuidad de los embalses, serie anual

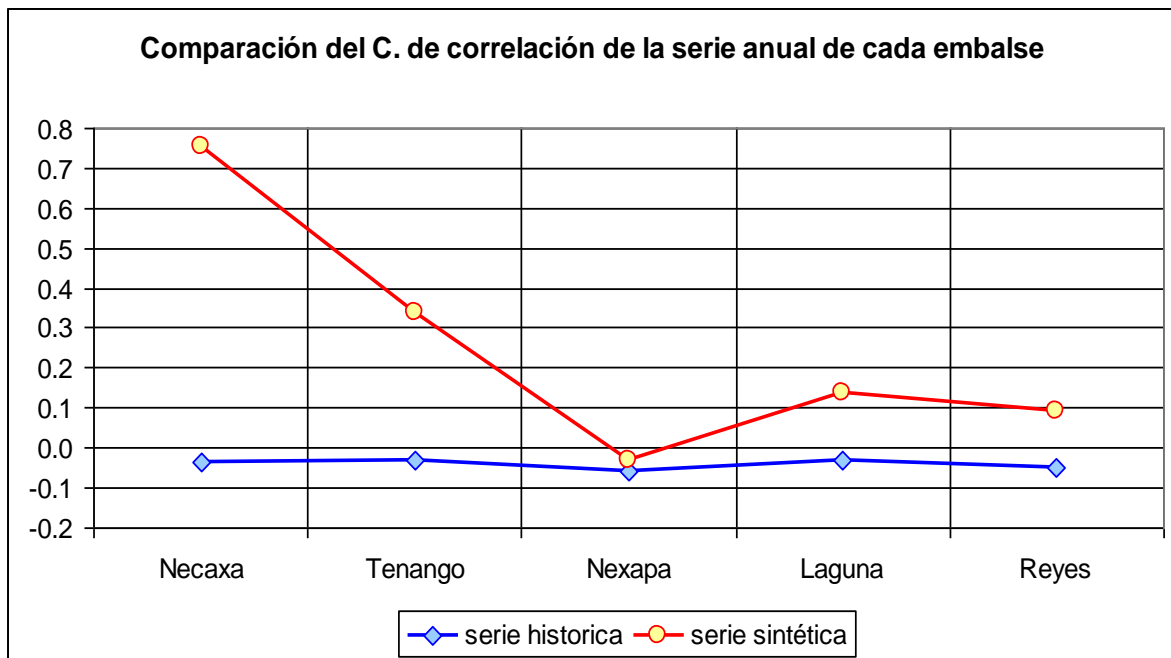


Figura 4.29. Coeficiente de correlación de los embalses, serie anual

Resultados de la generación temporal por fragmentos

Por último se muestran los estadísticos de los embalses mensualmente, los cuales se obtuvieron después de realizar la desfragmentación mensual de cada embalse y del volumen utilizado para la generación de energía eléctrica.

Tabla 4.7. Estadísticos de los embalses de la serie historia mensual

Necaxa	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	13.18	18.36	23.96	28.85	32.52	33.16	32.13	29.98	26.67	21.74	19.26	15.79
Desv. Est.	4.71	6.73	8.13	8.80	9.20	9.15	9.00	9.12	8.54	8.48	8.70	7.44
C. Variación	0.36	0.37	0.34	0.31	0.28	0.28	0.28	0.30	0.32	0.39	0.45	0.47
C. Asimetría	0.79	0.52	0.55	0.55	0.48	0.43	0.46	0.36	0.40	0.35	0.09	0.46
C. curtosis	3.90	3.53	3.55	3.44	3.32	3.26	3.32	3.36	3.30	3.22	3.28	3.59
C. oblicuidad	0.00	-0.42	-0.25	-0.13	-0.14	-0.19	-0.17	-0.39	-0.35	-0.60	-1.65	-1.30
C. correlación	0.00	0.61	0.83	0.86	0.92	0.96	0.99	0.85	0.90	0.74	0.68	0.71

Tenango	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	4.64	9.82	17.12	28.31	34.90	34.98	30.04	22.22	15.08	11.56	9.14	5.72
Desv. Est.	3.81	7.06	9.93	13.81	11.35	10.08	9.03	9.69	7.89	6.81	6.22	4.17
C. Variación	0.82	0.72	0.58	0.49	0.32	0.29	0.30	0.44	0.53	0.59	0.68	0.73
C. Asimetría	1.65	1.31	0.61	0.44	0.61	0.56	0.67	0.43	0.65	0.72	1.15	0.83
C. curtosis	6.19	5.10	3.50	3.23	3.61	3.77	3.99	3.53	3.61	3.62	4.73	3.55
C. oblicuidad	0.10	-0.18	-0.79	-0.59	-0.09	-0.15	-0.08	-0.96	-0.62	-0.77	-0.12	-0.41
C. correlación	-0.02	0.50	0.71	0.57	0.78	0.82	0.85	0.66	0.85	0.82	0.87	0.81

Nexapa	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	6.05	10.59	13.12	14.82	16.61	17.18	16.96	15.33	12.84	9.05	7.33	4.82
Desv. Est.	4.43	5.26	6.00	6.13	5.21	5.33	5.14	4.85	5.25	5.72	6.05	4.08
C. Variación	0.73	0.50	0.46	0.41	0.31	0.31	0.30	0.32	0.41	0.64	0.83	0.85
C. Asimetría	1.30	0.71	0.39	0.47	0.81	0.82	0.80	0.69	0.10	0.50	1.02	1.48
C. curtosis	4.84	3.67	3.42	3.76	4.29	4.27	4.25	4.06	3.82	3.14	3.84	5.21
C. oblicuidad	0.00	-0.40	-0.72	-0.65	0.03	0.06	0.04	-0.10	-1.44	-0.67	0.02	0.33
C. correlación	-0.01	0.63	0.73	0.85	0.78	0.88	1.00	0.77	0.77	0.68	0.83	0.65

Tabla 4.7. Estadísticos de los embalses de la serie historia mensual (continuación)

Laguna	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	10.92	12.07	15.37	21.26	27.28	27.95	28.48	28.04	26.65	23.12	19.55	14.40
Desv. Est.	6.40	6.70	7.11	9.79	10.45	8.96	9.06	8.99	8.57	8.19	8.71	8.13
C. Variación	0.58	0.56	0.46	0.46	0.38	0.32	0.32	0.32	0.32	0.36	0.45	0.57
C. Asimetría	1.26	0.80	0.52	1.28	0.89	0.12	0.07	0.07	0.08	0.31	0.56	0.80
C. curtosis	5.70	4.25	3.29	6.17	5.16	3.07	3.04	3.02	2.95	3.12	3.29	3.60
C. oblicuidad	-0.34	-0.59	-0.47	-0.04	-0.24	-0.64	-0.68	-0.68	-0.65	-0.49	-0.37	-0.27
C. correlación	0.02	0.69	0.88	0.76	0.93	0.65	0.98	0.97	0.97	0.89	0.87	0.87

Reyes	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	6.16	5.30	6.49	10.25	14.20	15.97	16.88	17.12	16.42	14.47	12.47	9.94
Desv. Est.	4.77	2.93	3.30	4.77	5.72	5.85	6.06	6.31	6.06	5.73	5.71	5.45
C. Variación	0.77	0.55	0.51	0.47	0.40	0.37	0.36	0.37	0.37	0.40	0.46	0.55
C. Asimetría	1.38	0.89	0.71	0.65	0.47	0.37	0.32	0.35	0.40	0.48	0.61	0.94
C. curtosis	5.15	3.96	3.45	3.56	3.14	3.07	3.02	3.07	3.16	3.21	3.30	3.89
C. oblicuidad	0.04	-0.27	-0.32	-0.40	-0.35	-0.37	-0.41	-0.41	-0.37	-0.33	-0.33	-0.11
C. correlación	-0.03	0.64	0.86	0.74	0.88	0.95	0.98	0.97	0.97	0.85	0.93	0.91

Vol. Elec.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	35.30	40.40	43.41	50.69	50.51	42.49	33.56	35.95	35.27	33.59	31.89	33.97
Desv. Est.	17.18	14.02	15.73	17.31	20.96	11.62	12.14	9.94	9.04	10.44	11.30	12.52
C. Variación	0.49	0.35	0.36	0.34	0.42	0.27	0.36	0.28	0.26	0.31	0.35	0.37
C. Asimetría	0.90	0.72	0.61	-0.06	-0.30	0.61	-0.03	0.15	0.32	0.15	0.72	0.76
C. curtosis	4.36	3.82	4.59	3.59	3.03	4.10	2.97	3.14	3.48	3.02	3.71	3.88
C. oblicuidad	-0.43	-0.07	-0.50	-1.24	-1.34	-0.15	-0.95	-0.51	-0.35	-0.53	-0.06	-0.07
C. correlación	-0.04	0.63	0.18	0.58	0.79	0.59	0.37	0.54	0.83	0.72	0.45	0.70

Tabla 4.8. Estadísticos de la generación sintética de los embalses de la serie mensual

Necaxa	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	May
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	13.11	18.02	23.47	28.21	31.52	32.24	31.26	29.44	26.44	21.80	19.27	15.91
Desv. Est.	4.69	5.89	6.69	6.65	5.28	5.50	5.40	6.95	7.57	8.55	8.17	7.29
C. Variación	0.36	0.33	0.29	0.24	0.17	0.17	0.17	0.24	0.29	0.39	0.42	0.46
C. Asimetría	0.73	0.08	0.03	0.12	0.52	0.26	0.11	-0.51	-0.44	-0.18	-0.54	-0.19
C. curtosis	3.57	2.85	3.05	3.23	2.69	2.25	2.74	3.69	3.01	2.49	3.11	2.69
C. oblicuidad	-0.04	-0.79	-0.64	-0.56	0.25	-0.02	-0.37	-1.54	-1.15	-0.86	-2.57	-2.17
C. correlación	0.24	0.67	0.76	0.82	0.91	0.91	0.97	0.85	0.90	0.75	0.74	0.75

Tabla 4.8. Estadísticos de la generación sintética de los embalses de la serie mensual (continuación)

Tenango	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	May
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	4.50	10.28	17.52	28.29	34.55	34.64	30.12	22.68	15.56	11.94	9.31	5.70
Desv. Est.	4.62	9.81	11.14	12.94	8.94	7.47	8.35	10.08	9.17	7.79	6.39	4.17
C. Variación	1.03	0.95	0.64	0.46	0.26	0.22	0.28	0.44	0.59	0.65	0.69	0.73
C. Asimetría	3.34	2.18	0.56	-0.35	-0.93	-1.44	-0.67	0.08	0.98	0.75	0.68	0.67
C. curtosis	15.66	7.63	2.53	1.73	3.10	4.33	2.40	2.90	4.03	3.04	2.56	2.91
C. oblicuidad	0.65	0.37	-0.65	-0.65	-1.40	-1.73	-0.96	-1.63	-0.76	-0.86	-0.20	-0.48
C. correlación	0.05	0.69	0.77	0.61	0.81	0.72	0.86	0.76	0.89	0.86	0.90	0.80

Nexapa	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	May
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	6.06	10.43	12.84	14.36	16.00	16.42	16.24	14.92	12.76	9.13	7.29	4.90
Desv. Est.	4.72	4.91	4.96	4.25	1.85	0.09	0.42	2.86	4.50	5.51	5.63	4.38
C. Variación	0.78	0.47	0.39	0.30	0.12	0.01	0.03	0.19	0.35	0.60	0.77	0.89
C. Asimetría	1.15	0.14	-0.95	-1.67	-4.42	0.16	-3.50	-2.03	-1.39	-0.12	0.42	1.37
C. curtosis	3.33	1.74	2.51	4.51	22.80	3.57	15.95	6.09	4.39	1.91	1.91	4.21
C. oblicuidad	0.32	-0.41	-1.33	-1.96	-4.59	0.15	-3.57	-2.22	-2.31	-0.89	-0.16	0.40
C. correlación	0.73	0.68	0.70	0.85	0.63	0.50	0.56	0.83	0.82	0.75	0.82	0.68

Laguna	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	May
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	11.01	12.28	15.63	21.68	27.85	28.89	29.24	28.59	26.95	23.36	19.69	13.87
Desv. Est.	6.63	7.33	7.88	9.69	10.66	11.12	10.73	10.17	9.26	8.49	8.84	7.28
C. Variación	0.60	0.60	0.50	0.45	0.38	0.38	0.37	0.36	0.34	0.36	0.45	0.52
C. Asimetría	1.09	0.71	0.48	0.25	-0.35	-0.33	-0.39	-0.36	-0.17	0.09	0.51	0.62
C. curtosis	5.04	3.03	2.77	2.87	2.25	1.96	2.11	2.22	2.63	3.55	3.64	2.64
C. oblicuidad	-0.46	-0.63	-0.60	-0.80	-0.97	-0.78	-0.87	-0.85	-0.85	-1.19	-0.77	0.01
C. correlación	0.45	0.67	0.90	0.81	0.92	0.79	0.99	0.98	0.97	0.93	0.82	0.78

Reyes	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	May
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	5.88	5.45	6.63	10.83	15.02	16.60	17.33	17.42	16.64	14.62	12.46	9.47
Desv. Est.	3.98	3.35	3.82	6.35	7.63	7.14	6.74	6.51	6.20	5.85	5.54	4.49
C. Variación	0.68	0.62	0.58	0.59	0.51	0.43	0.39	0.37	0.37	0.40	0.44	0.47
C. Asimetría	0.97	1.01	0.91	0.94	0.40	0.16	-0.09	-0.25	-0.12	0.00	0.25	0.80
C. curtosis	3.50	4.01	3.48	3.25	1.91	1.94	2.01	1.93	1.95	2.15	2.43	2.98
C. oblicuidad	-0.16	-0.24	-0.14	-0.09	-0.33	-0.63	-0.82	-0.82	-0.66	-0.59	-0.61	0.15
C. correlación	0.64	0.79	0.91	0.76	0.90	0.98	0.98	0.98	0.98	0.90	0.91	0.85

Tabla 4.8. Estadísticos de la generación sintética de los embalses de la serie mensual (continuación)

Vol. Elec.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
contar	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
media	33.77	40.45	43.00	51.20	52.30	42.65	34.10	36.28	35.18	33.21	31.49	33.39
Desv. Est.	12.94	14.60	14.54	17.62	23.14	12.20	13.17	10.53	8.24	8.51	9.63	10.10
C. Variación	0.38	0.36	0.34	0.34	0.44	0.29	0.39	0.29	0.23	0.26	0.31	0.30
C. Asimetría	0.12	0.93	0.03	-0.70	-0.63	0.71	-0.13	-0.21	-0.18	-0.88	0.44	-0.24
C. curtosis	3.11	4.86	3.49	3.83	2.65	4.36	2.53	2.89	3.14	3.17	2.83	2.80
C. oblicuidad	-1.24	-0.06	-1.03	-2.03	-1.54	-0.22	-1.24	-0.90	-0.88	-1.36	-0.08	-0.97
C. correlación	0.72	0.65	0.25	0.58	0.84	0.75	0.56	0.70	0.86	0.62	0.26	0.49

Los gráficos se presentan por embalse y en tres partes, esto se hizo por cuestiones de escala. La línea punteada representa la serie sintética y la línea continúa el estadístico de la serie histórica

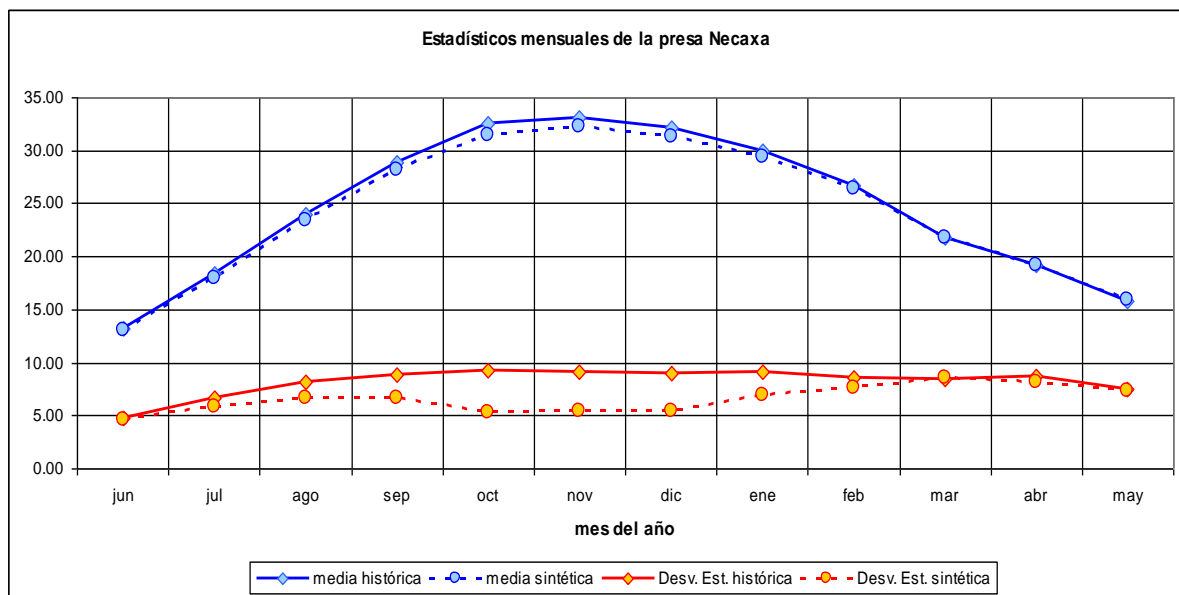


Figura 4.30. Media y desviación estándar de Necaxa

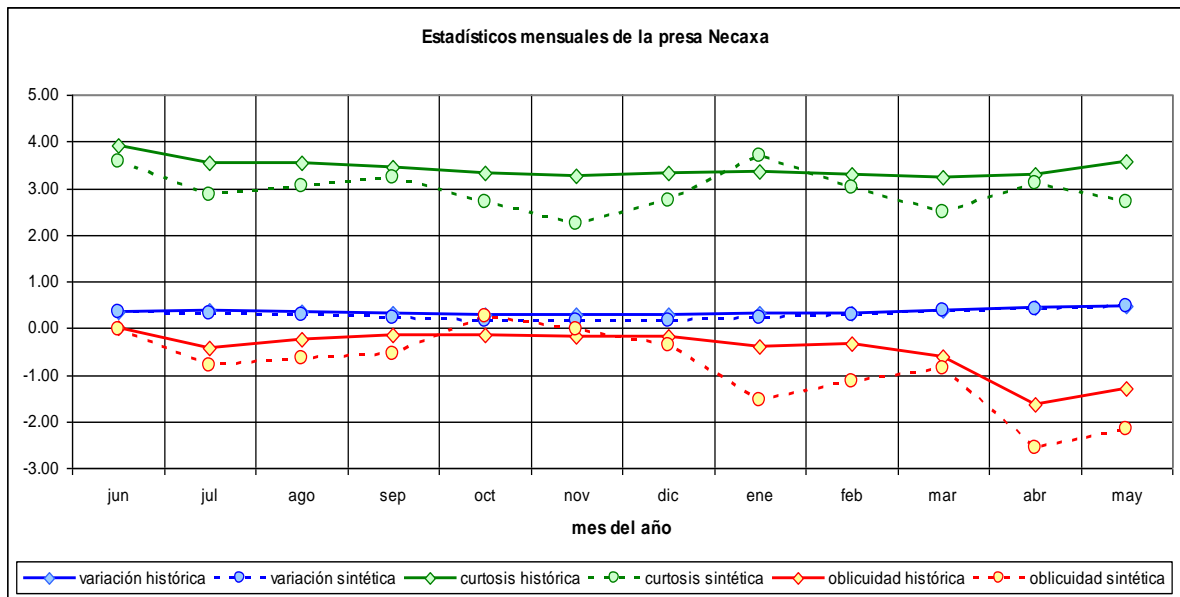


Figura 4.31. Coeficiente de variación, curtosis y oblicuidad de Necaxa

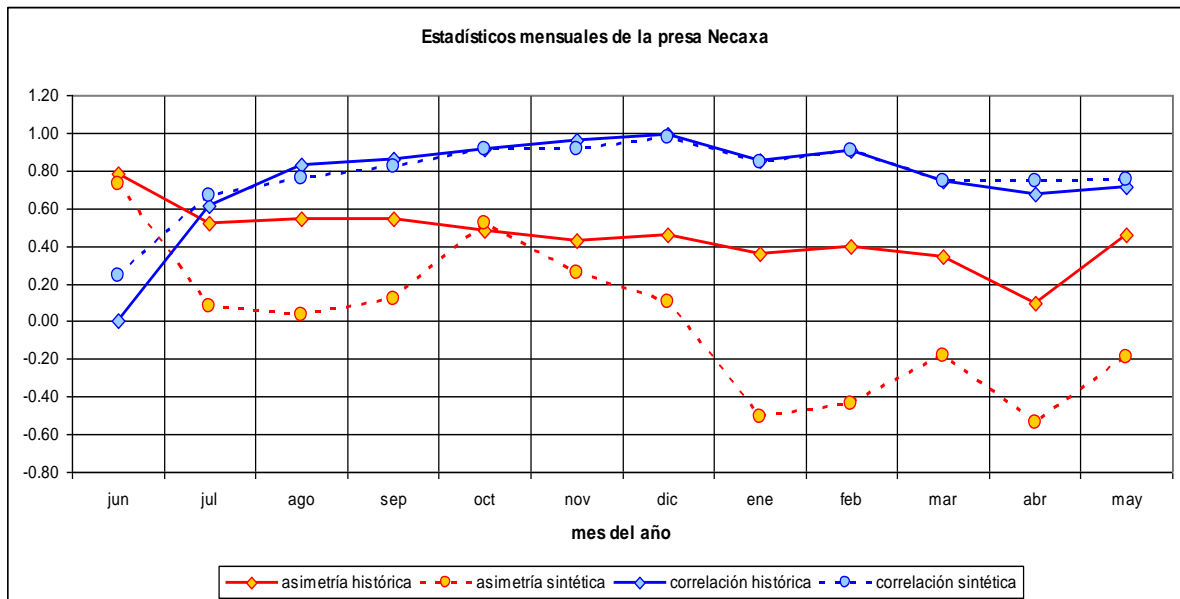


Figura 4.32. Coeficiente de asimetría y correlación de Necaxa

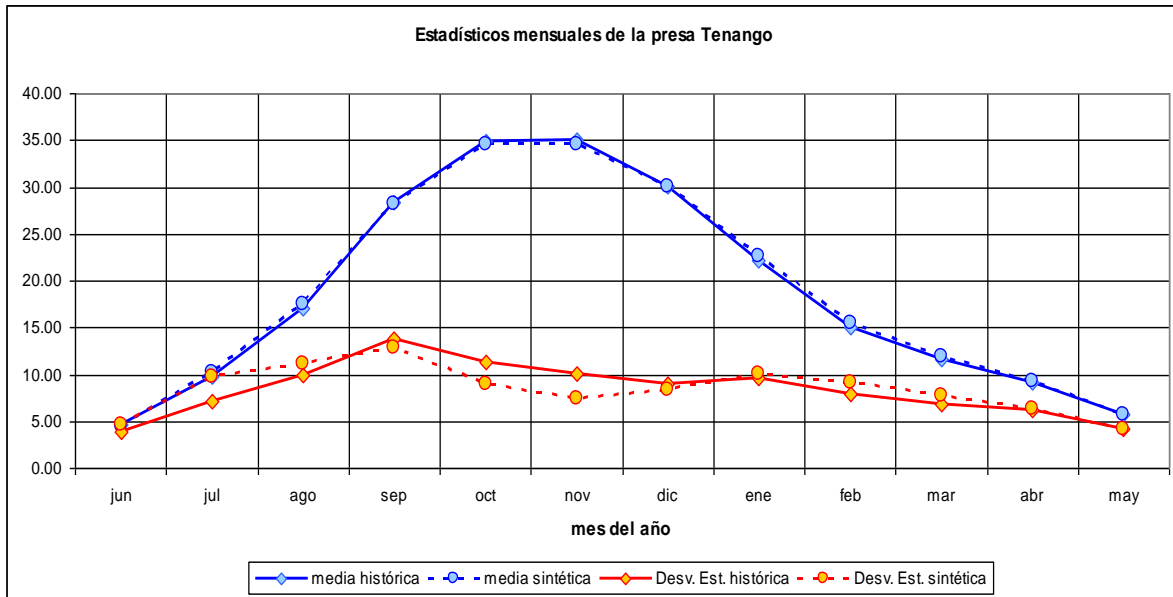


Figura 4.33. Media y desviación estándar de Tenango

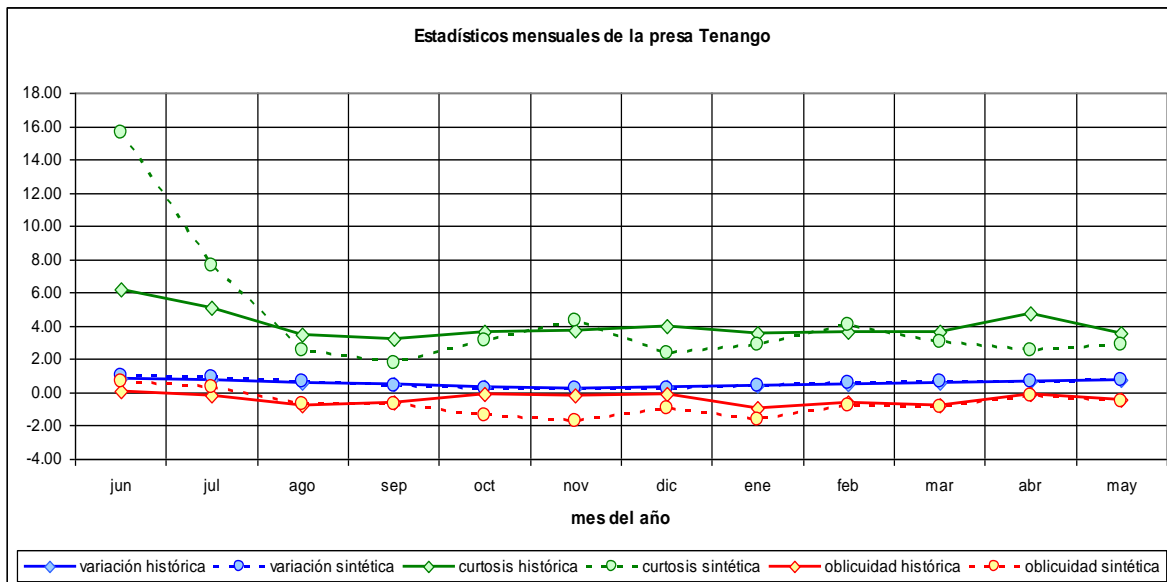


Figura 4.34. Coeficiente de variación, curtosis y oblicuidad de Tenango

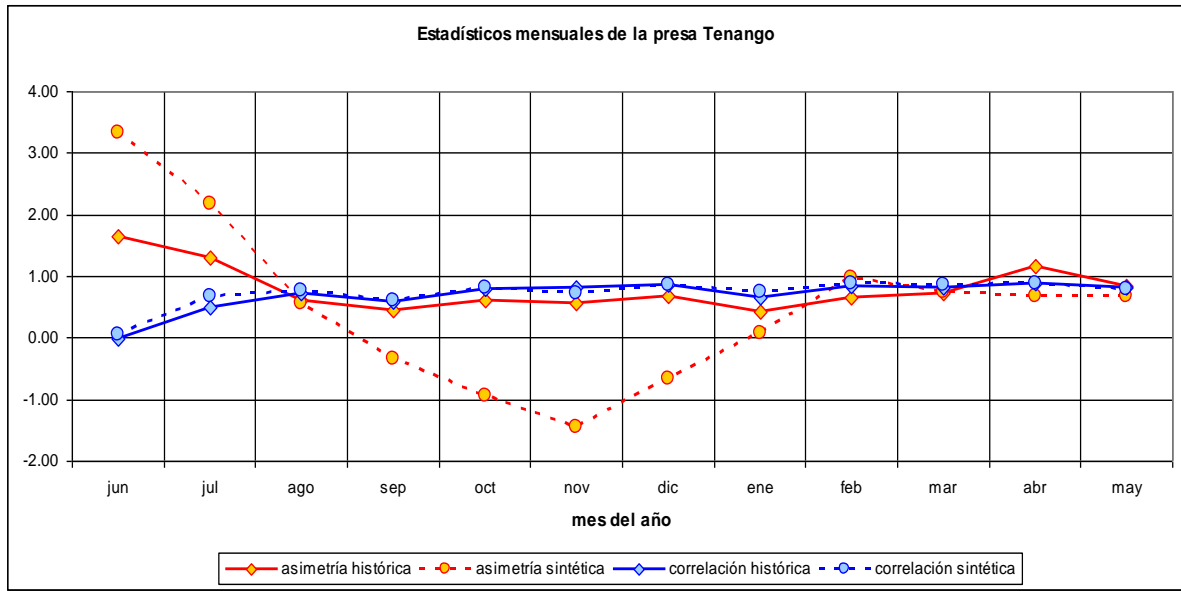


Figura 4.35. Coeficiente de asimetría y correlación de Tenango

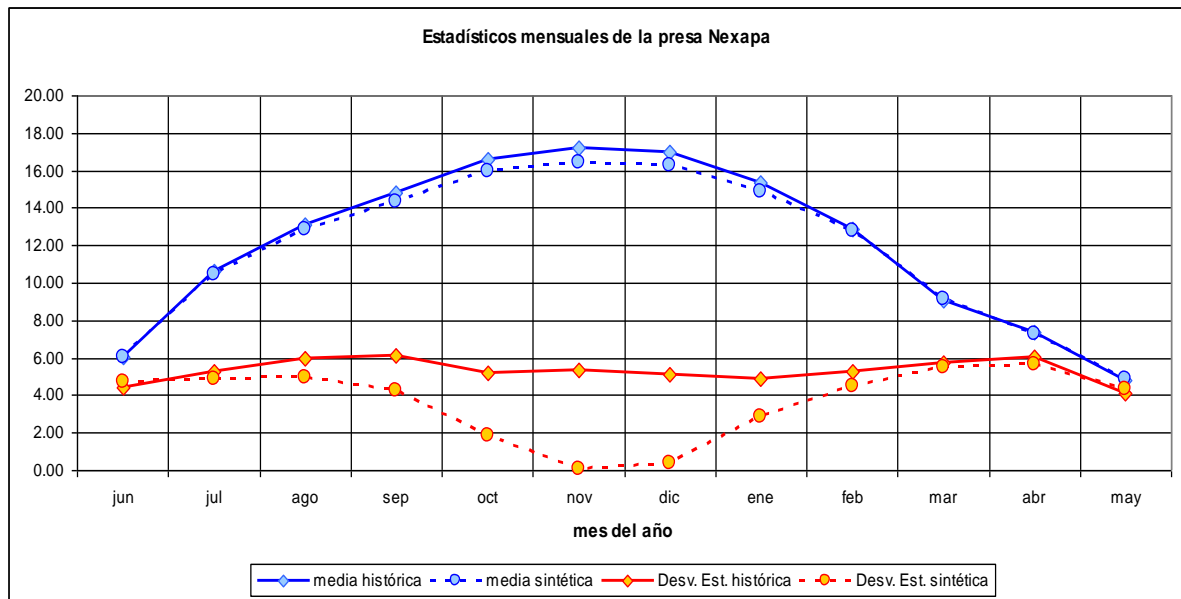


Figura 4.36. Media y desviación estándar de Nexapa

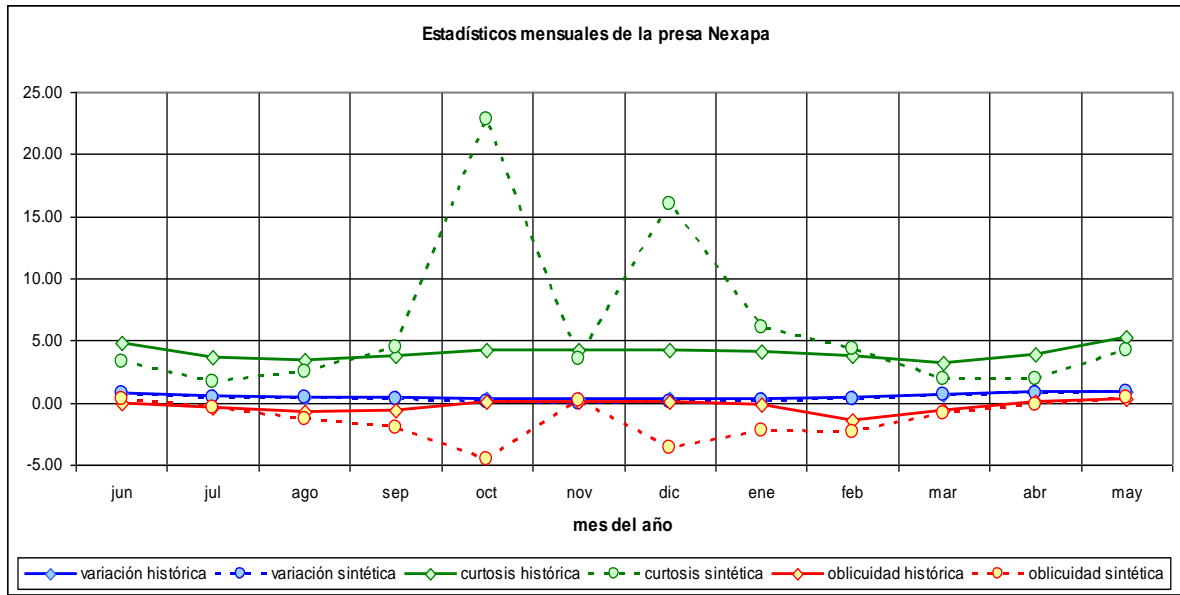


Figura 4.37. Coeficiente de Variación, curtosis y oblicuidad de Nexapa

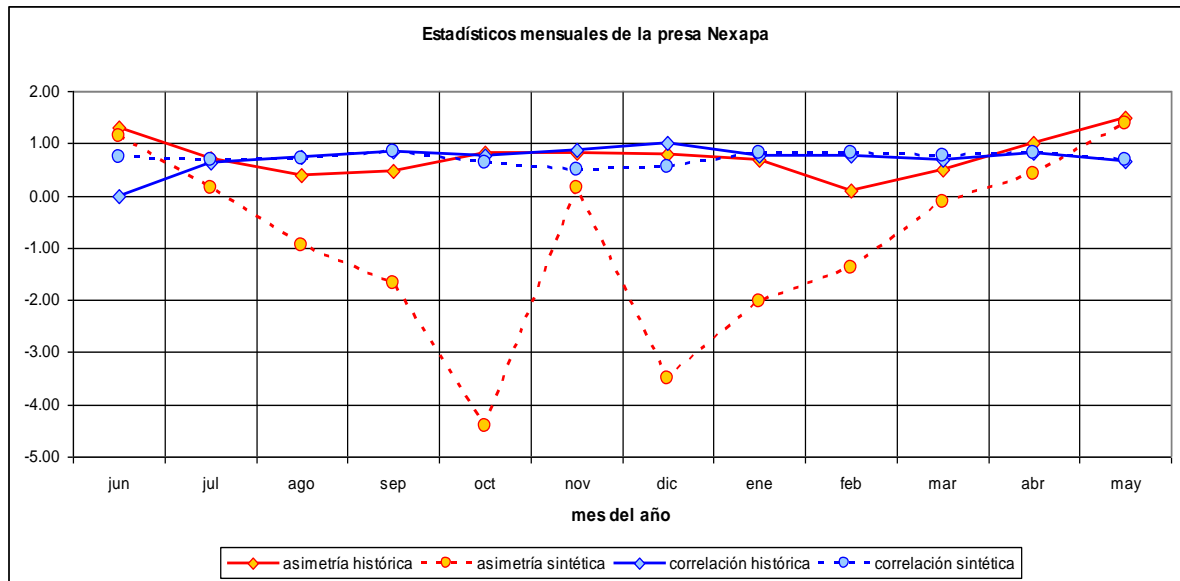


Figura 4.38. Coeficiente de asimetría y correlación de Nexapa

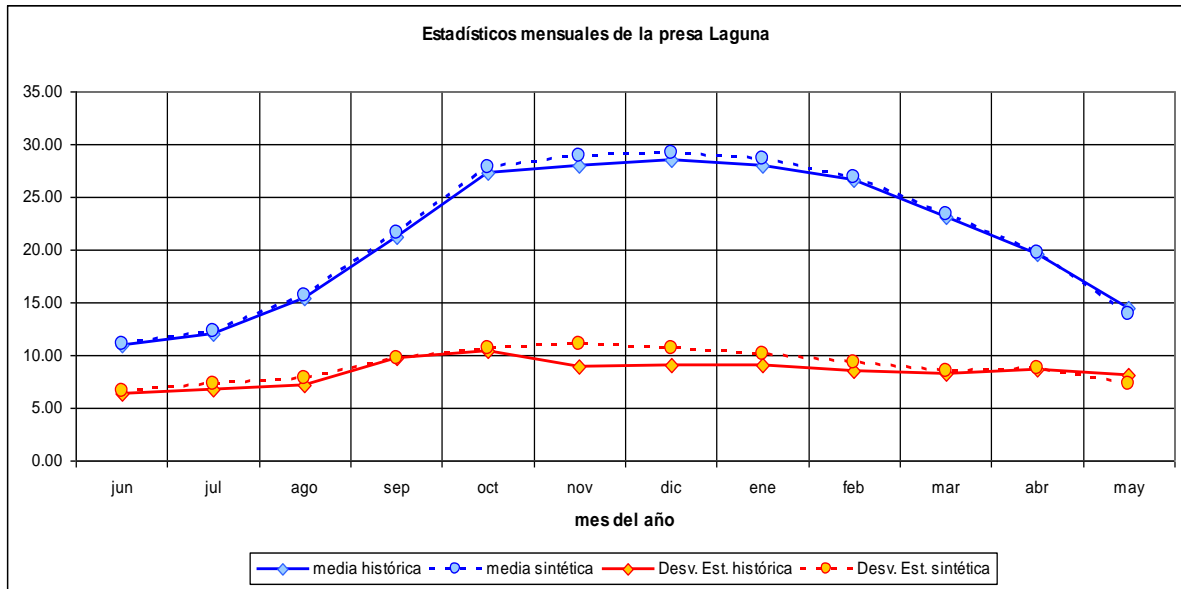


Figura 4.39. Media y desviación estándar de la Laguna

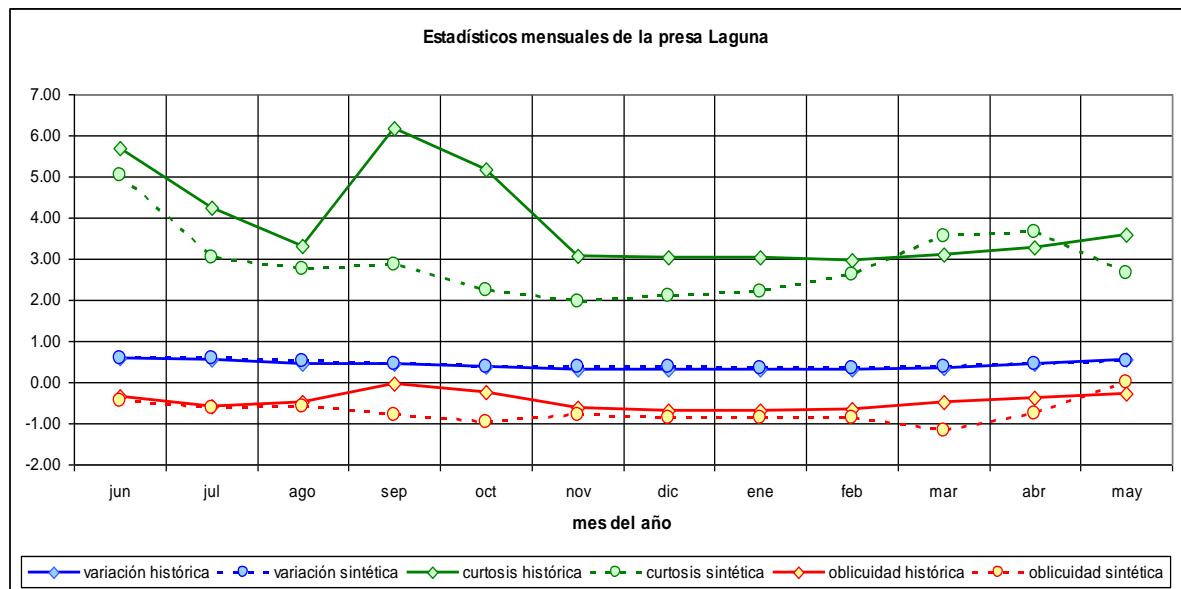


Figura 4.40. Coeficiente de variación, curtosis y oblicuidad de la Laguna

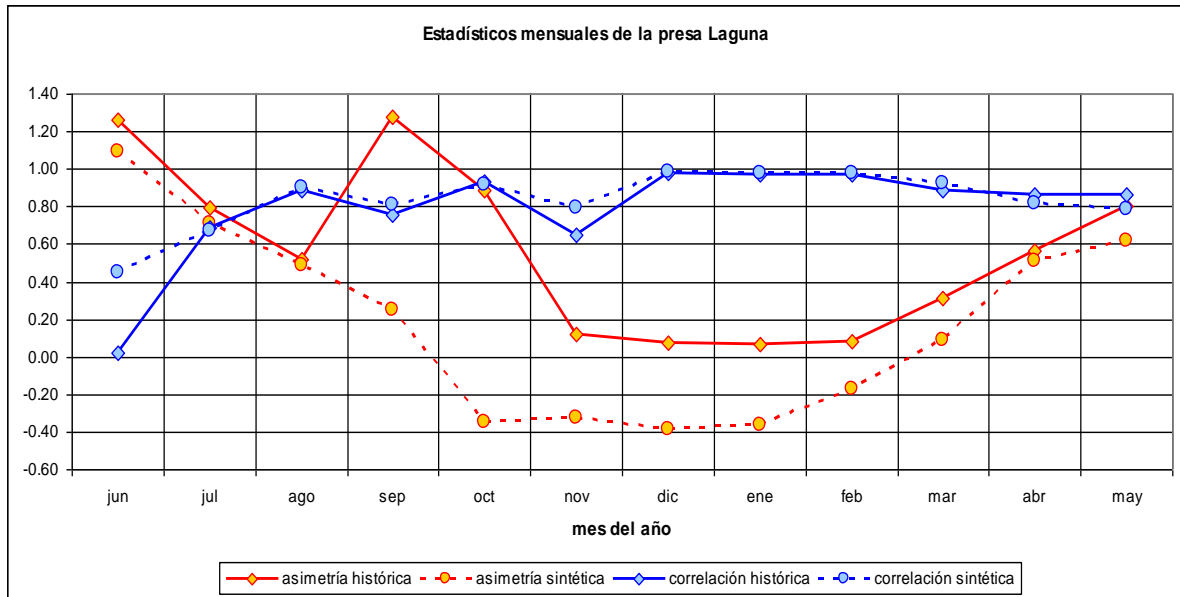


Figura 4.41. Coeficiente de asimetría y correlación de la Laguna

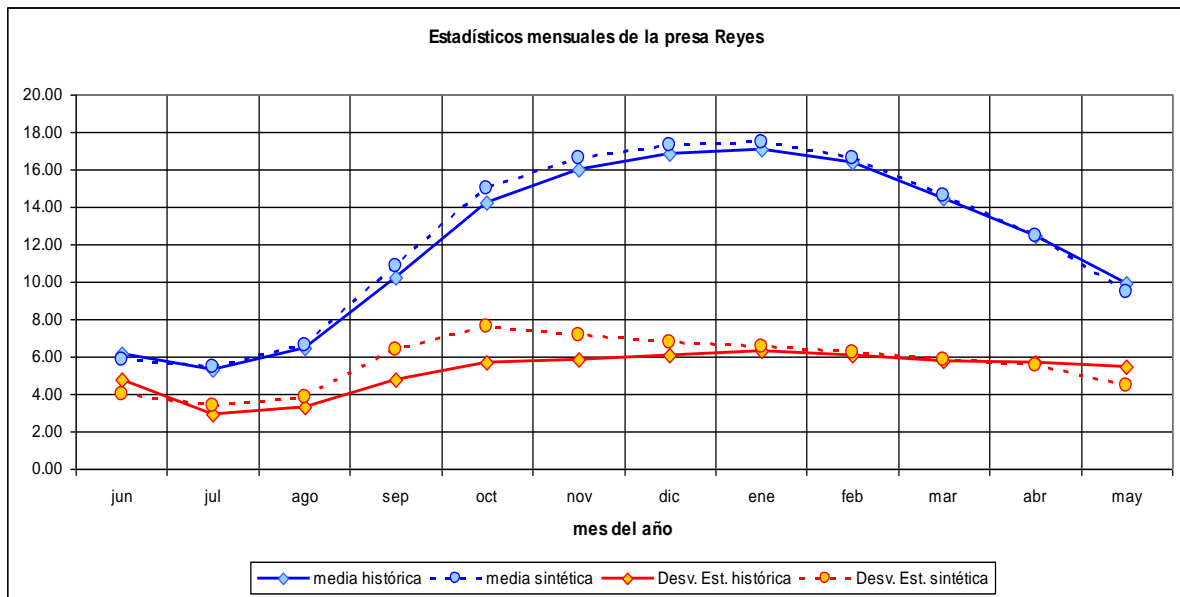


Figura 4.42. Media y desviación estándar de los Reyes

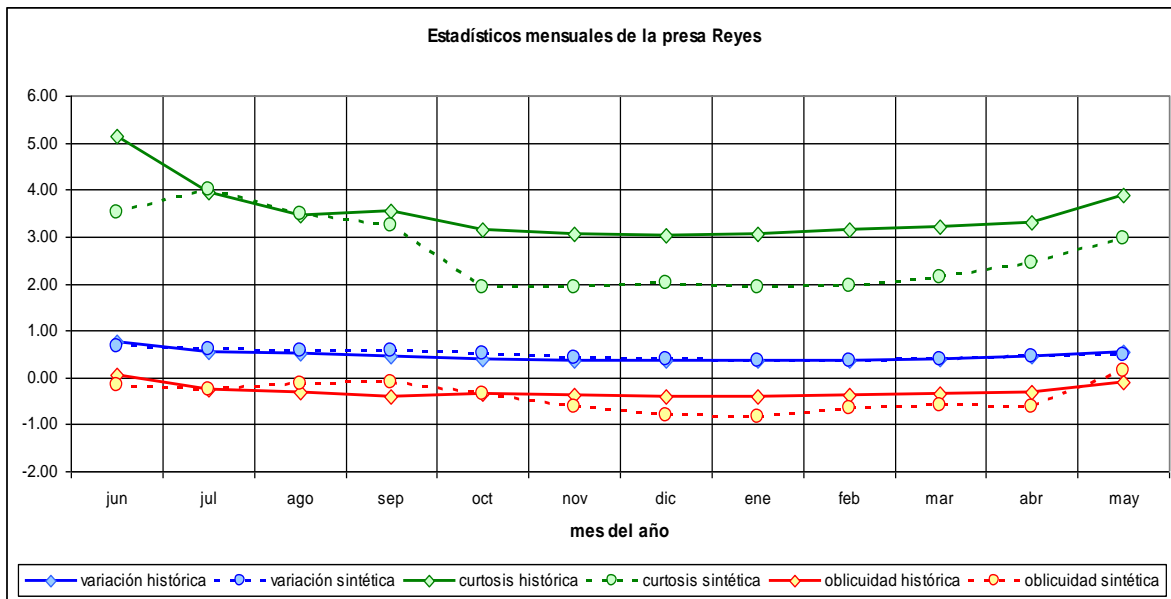


Figura 4.43. Coeficiente de variación, curtosis y oblicuidad de los Reyes

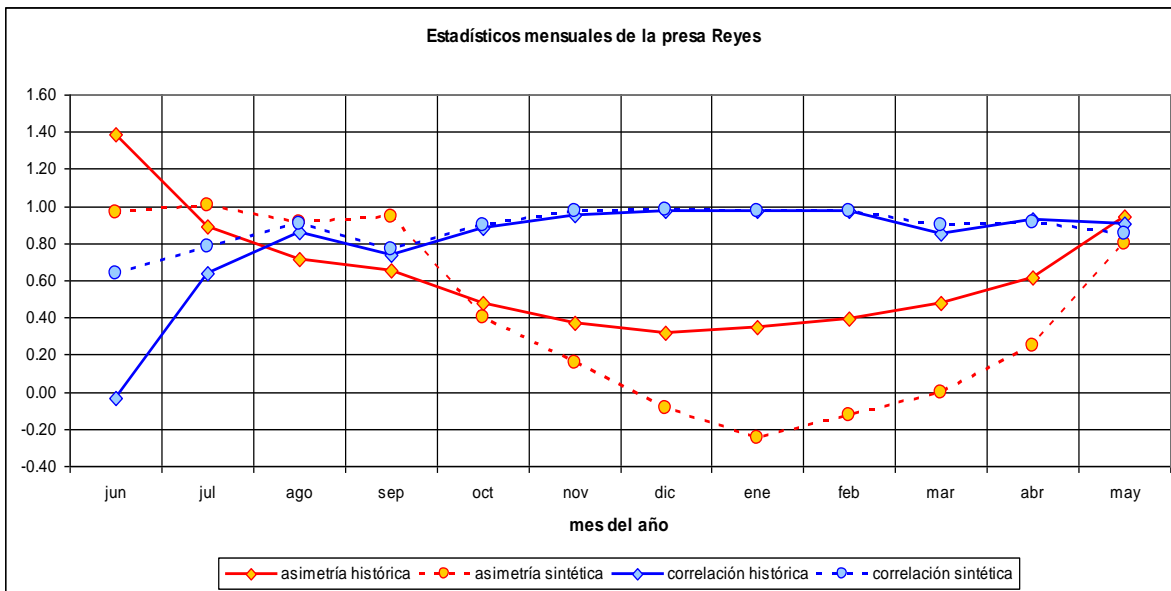


Figura 4.44. Coeficiente de asimetría y correlación de los Reyes

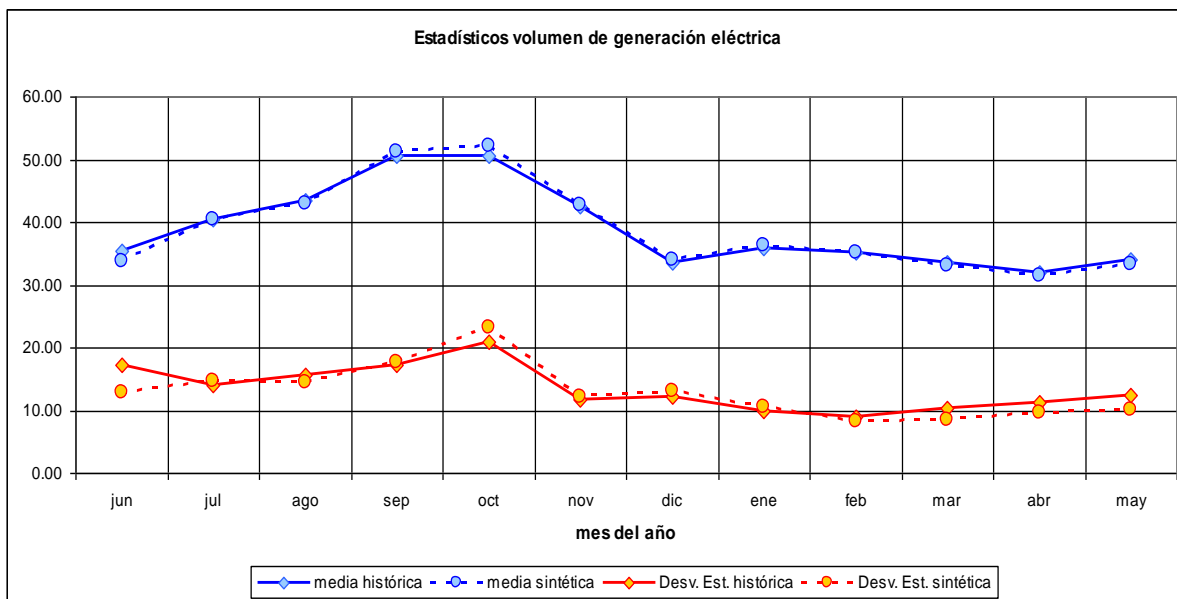


Figura 4.45. Media y desviación estándar de los volúmenes de generación eléctrica

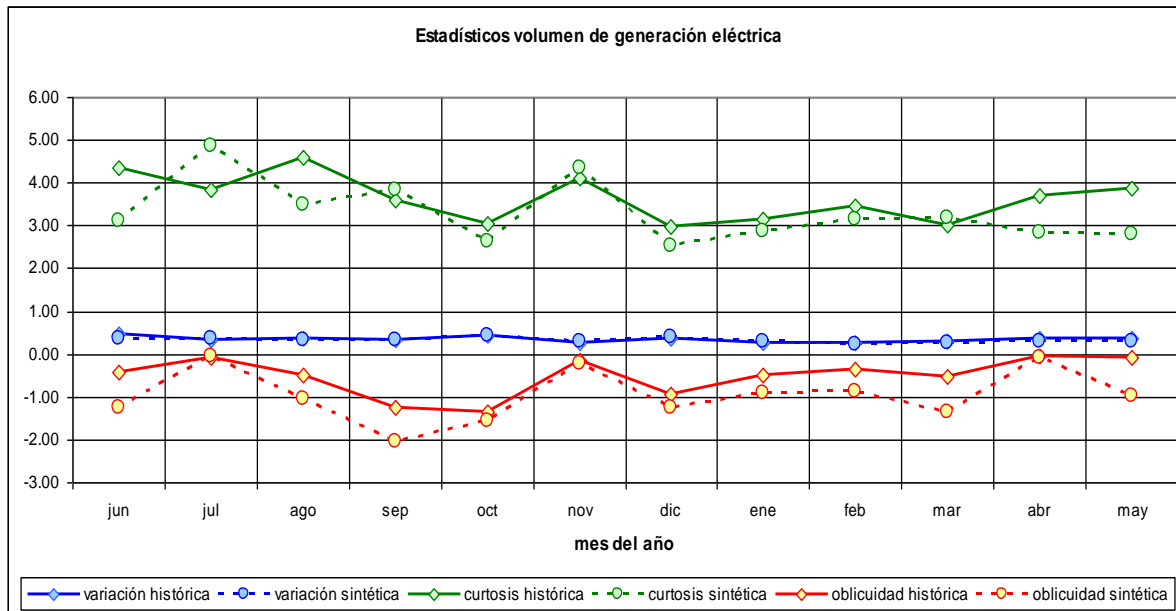


Figura 4.46. Coeficiente de variación, curtosis y oblicuidad de los volúmenes de generación eléctrica

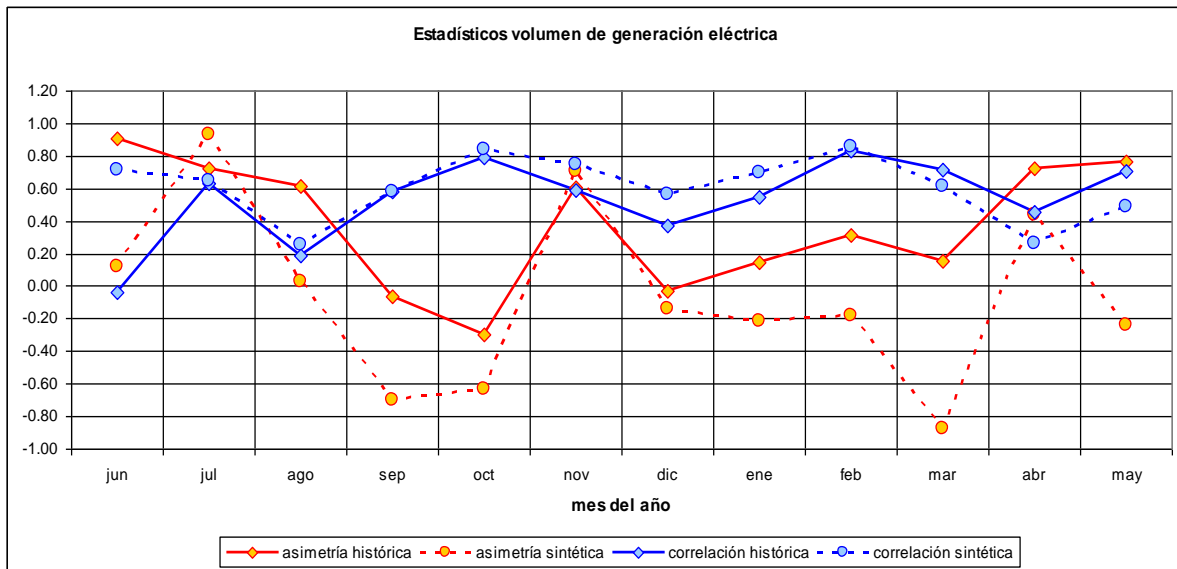


Figura 4.47. Coeficiente de asimetría y correlación de los volúmenes de generación eléctrica

4.3.3.5 Análisis de resultados de la generación sintética

Después de realizar la generación de series sintéticas se observa que en la generación anual, prácticamente todos los parámetros estadísticos se conservan. Cuando se desfragmenta el volumen total en cada uno de los embalses, el coeficiente de asimetría, curtosis y correlación se alejan un poco de los estadísticos de la serie registrada.

En la desfragmentación temporal, se conservan todos los parámetros con excepción del coeficiente de asimetría que se separa del histórico. El modelo en este sentido es adecuado ya que a pesar de ser un modelo sin persistencia conservó la

mayoría de los parámetros y los modelos buscan conservar al menos dos parámetros que es la media y algún otro.

4.3.3.6 Funcionamiento de los vasos con la generación sintética

Una vez obtenidos los volúmenes sintéticos en cada vaso, se pueden agrupar y estimar su frecuencia relativa, que es el número de veces que se presentan en la generación sintética (se generaron 10,000 aleatorios). Estos datos se grafican en un histograma de frecuencias y se observa el volumen asociado a una probabilidad de ocurrencia. Los histogramas mostrados en las figuras 4.48 a 4.55 se agruparon por meses, volumen y frecuencia relativa.

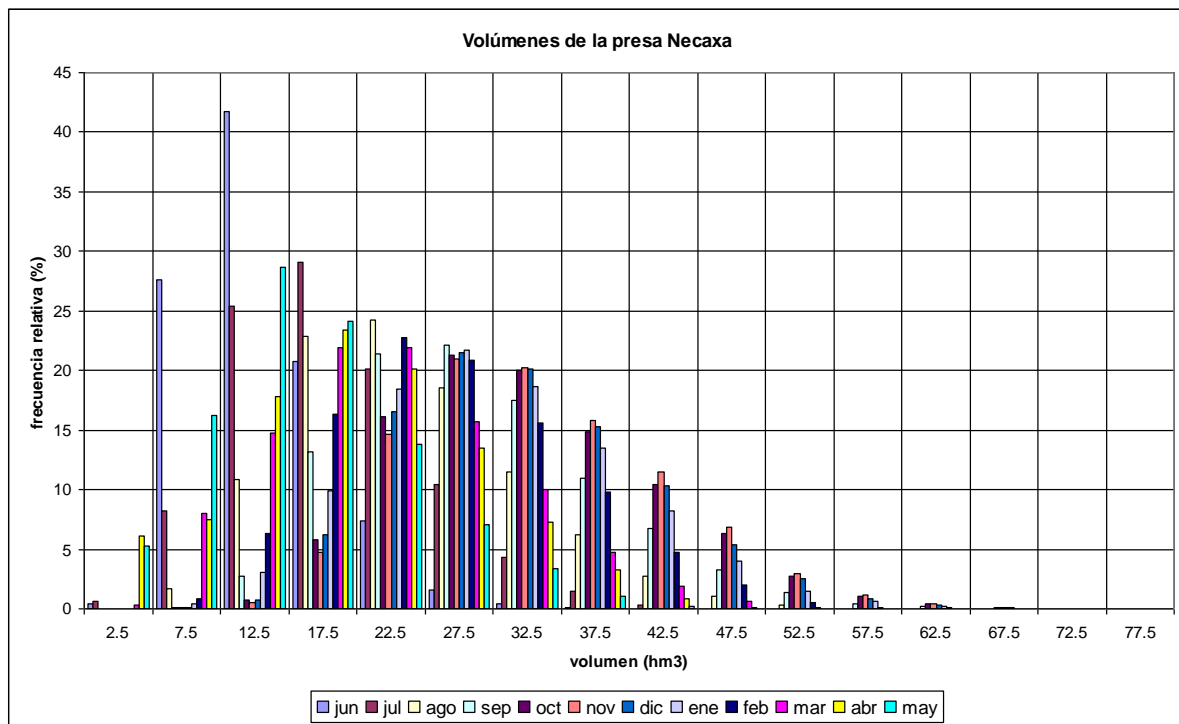


Figura 4.48. Histograma de frecuencias relativas en Necaxa

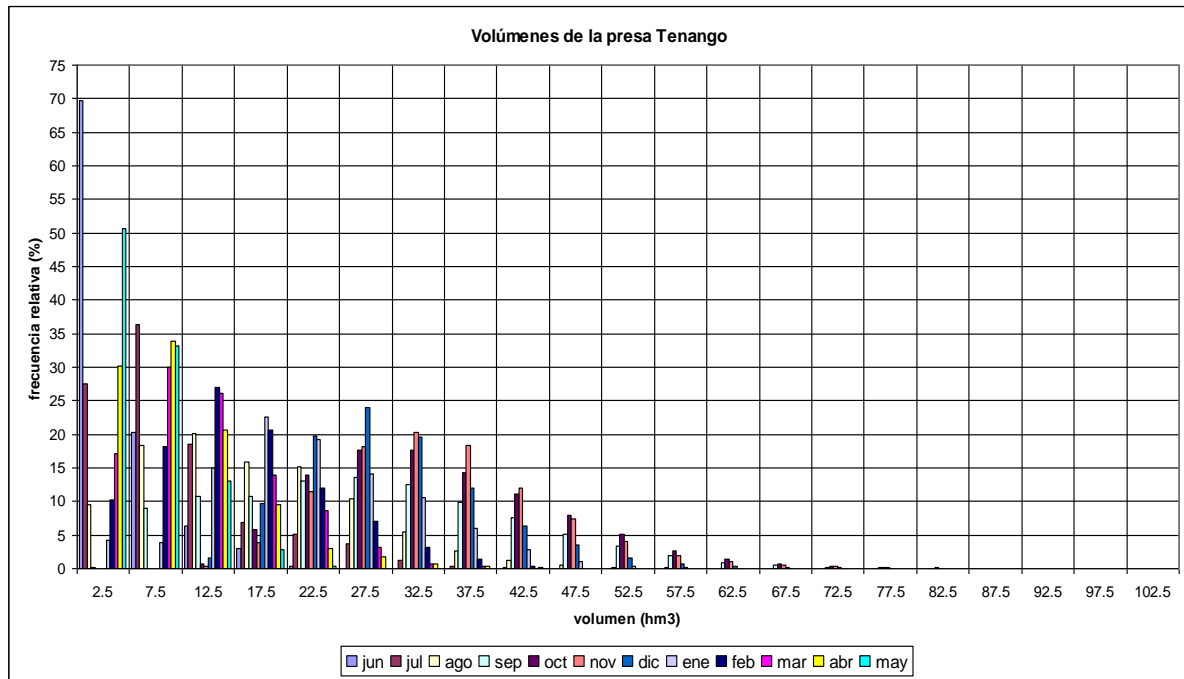


Figura 4.49. Histograma de frecuencias relativas en Tenango

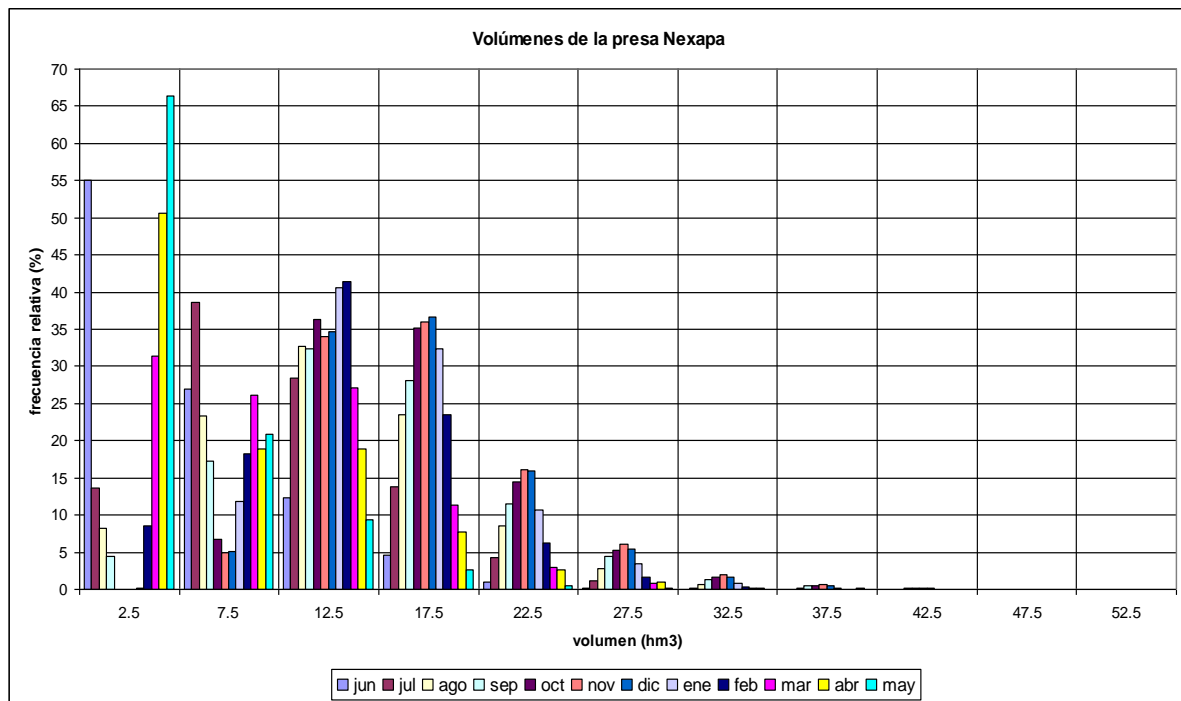


Figura 4.50. Histograma de frecuencias relativas en Nexapa

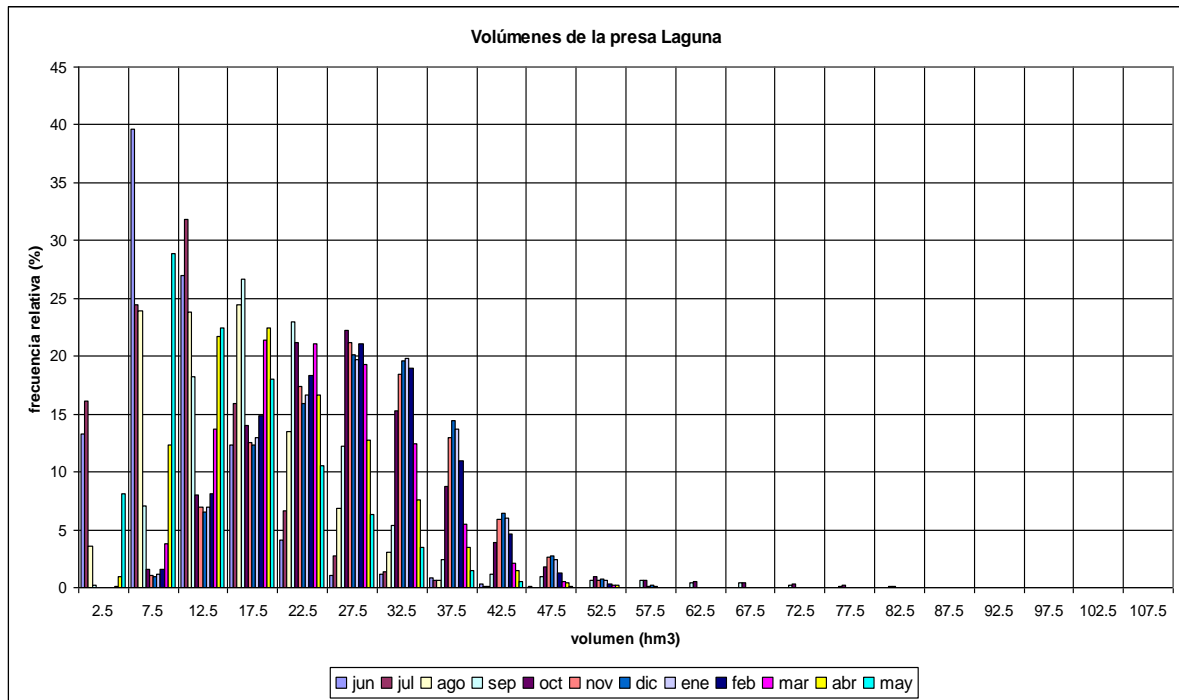


Figura 4.51. Histograma de frecuencias relativas en la Laguna

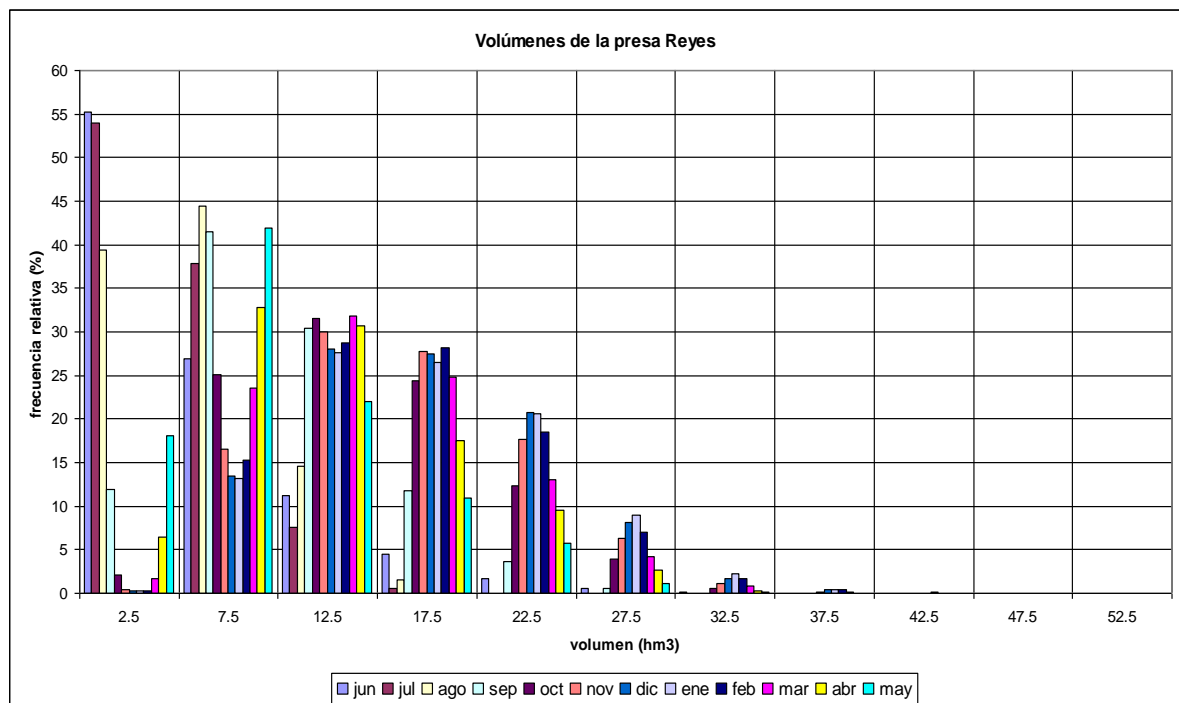


Figura 4.52. Histograma de frecuencias relativas en los Reyes

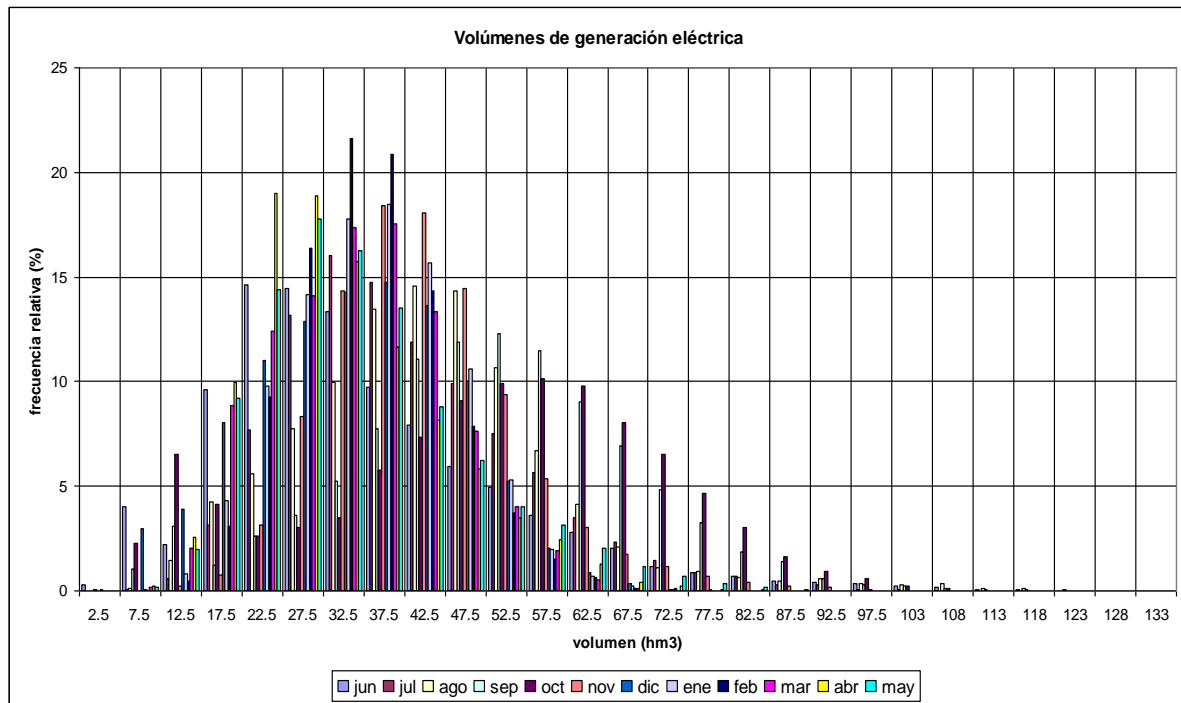


Figura 4.53. Histograma de frecuencias relativas en los volúmenes de generación eléctrica

Los volúmenes determinados en cada vaso (a través de la simulación estocástica) al simularlos se puede conocer los Volúmenes mínimos, los de derrame, la probabilidad de derrame de cada mes y con la curva Elevaciones-Volumen su nivel de llenado.

En las siguientes tablas se presenta la siguiente información: la probabilidad de cada volumen en millones de metros cúbicos; el porcentaje o probabilidad de derrame, V_{prom} como volumen de derrame promedio en millones de metros cúbicos y $V_{máx}$ siendo este volumen máximo derramado en millones de metros cúbicos. Los

volúmenes máximos de derrame se dan solo como indicador. También se presenta la grafica con el volumen mínimo en el embalse, el volumen promedio del embalse y la probabilidad de derrame.

Tabla 4.9. Funcionamiento de la presa Nexapa

Presa Nexapa												
Vol.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
1	1.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.72	0.71	2.72
2	11.60	0.31	0.21	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	1.57	9.22	19.07	25.49
3	15.47	2.82	1.82	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	4.58	9.38	17.35	21.37
4	14.49	5.05	2.68	1.40	0.00	0.00	0.00	0.01	1.71	7.17	9.64	10.38
5	12.09	5.40	3.49	2.71	0.01	0.01	0.01	0.09	0.71	4.98	3.83	6.43
6	8.64	6.57	5.58	3.18	0.12	0.05	0.06	0.38	1.20	4.18	2.44	5.58
7	6.12	8.14	4.98	3.17	0.40	0.21	0.21	0.97	2.10	4.26	2.88	5.16
8	4.81	8.22	4.16	3.30	0.96	0.58	0.59	1.88	3.48	5.27	4.16	4.22
9	4.12	8.16	4.12	3.54	2.04	1.55	1.60	3.69	5.14	6.11	4.63	3.13
10	3.31	7.51	4.49	4.12	3.22	2.49	2.56	4.83	6.31	6.34	4.72	2.75
11	3.08	6.62	5.56	5.11	4.92	4.21	4.32	6.53	7.77	6.46	4.15	2.53
12	2.85	6.49	6.31	6.06	6.65	5.99	6.21	7.98	8.92	6.48	4.32	2.54
13	12.06	34.71	56.62	67.16	81.68	84.93	84.46	73.64	56.52	29.45	22.12	7.72
%D	11.12	32.57	53.97	64.44	78.59	82.14	81.71	70.20	52.89	27.14	20.40	7.09
Vprom	3.51	4.42	5.15	5.85	5.88	6.21	5.99	5.13	4.29	4.09	4.62	3.36
Vmáx	17.68	28.19	32.65	32.63	32.67	33.00	30.76	28.66	25.93	25.90	31.15	17.90

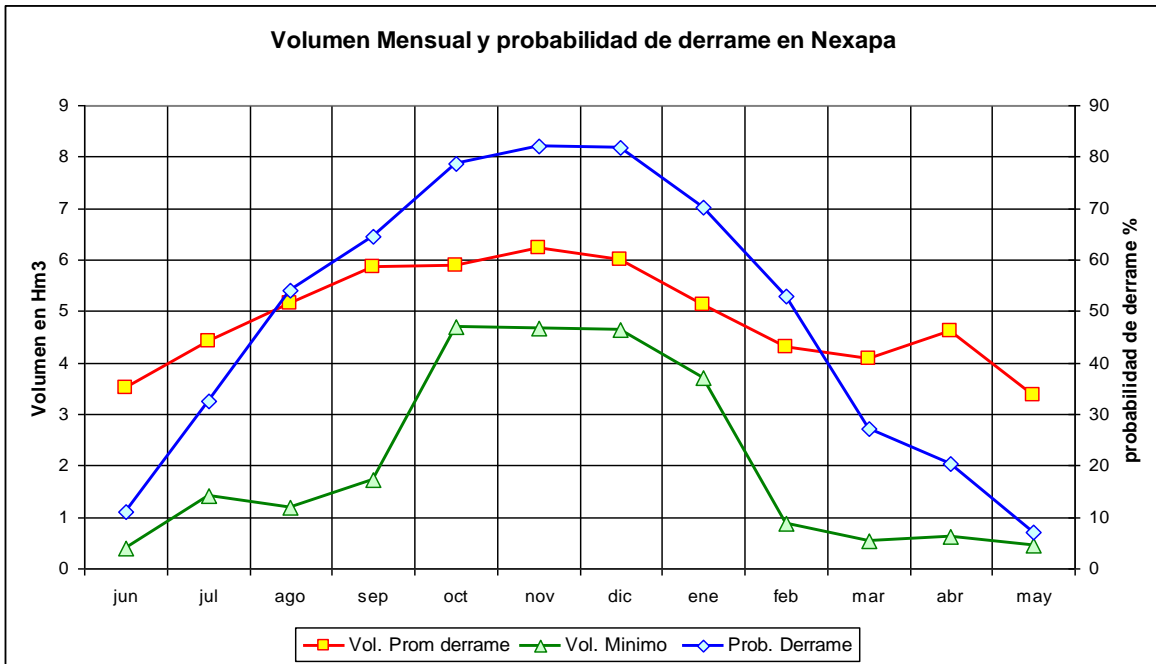


Figura 4.54. Volúmenes y probabilidad de derrame en Nexapa

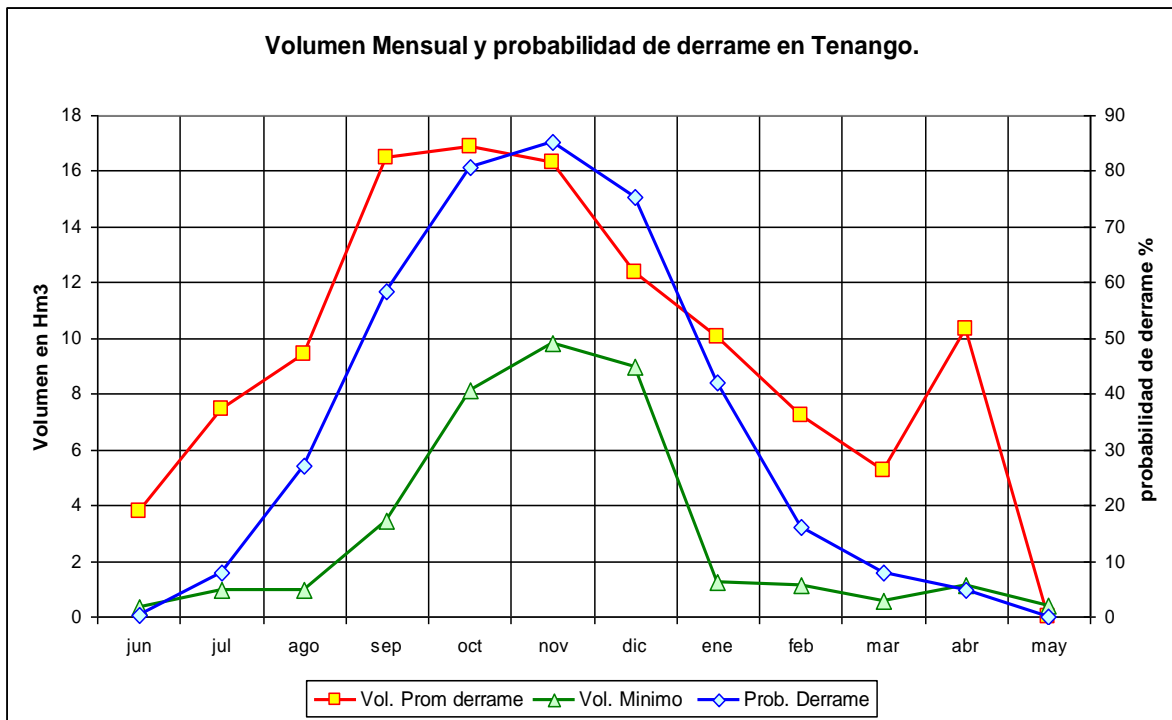


Figura 4.55. Volúmenes y probabilidad de derrame de Tenango

Tabla 4.10. Funcionamiento de la presa Tenango

Presa Tenango												
Vol.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
1	5.85	0.03	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.00	8.42
2	18.34	4.34	1.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.08	3.55	2.96	13.64
3	19.80	8.36	2.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	1.09	3.21	10.39	10.86
4	12.44	6.94	1.47	0.05	0.00	0.00	0.00	0.52	2.46	4.43	8.71	9.93
5	10.96	6.51	1.38	0.12	0.00	0.00	0.00	0.41	2.55	4.96	7.82	6.08
6	7.06	6.38	2.24	0.51	0.00	0.00	0.00	0.53	2.51	6.03	8.42	7.01
7	4.34	6.98	3.93	1.29	0.00	0.00	0.00	0.71	2.96	6.00	8.06	7.77
8	3.59	6.16	4.70	1.98	0.00	0.00	0.00	0.85	3.12	5.45	7.16	7.30
9	2.74	6.05	4.00	1.90	0.01	0.00	0.01	1.29	4.29	5.00	5.49	5.89
10	2.35	5.35	3.35	1.88	0.01	0.01	0.04	1.56	5.37	5.47	4.54	4.67
11	1.92	5.13	3.18	2.06	0.07	0.04	0.10	1.92	5.05	5.73	3.68	3.82
12	1.33	4.40	3.20	2.16	0.07	0.04	0.12	2.27	4.94	5.55	3.81	3.71
13	1.66	3.74	3.33	2.31	0.11	0.03	0.19	2.39	4.38	5.41	3.34	2.98
14	1.37	3.25	3.36	2.29	0.12	0.09	0.36	2.49	4.89	4.59	3.20	2.32
15	1.20	2.60	2.61	1.95	0.31	0.17	0.34	3.10	3.84	3.75	2.91	1.94
16	1.12	2.38	3.01	2.24	0.43	0.19	0.60	2.70	4.43	3.31	2.32	1.26
17	0.75	2.11	2.68	2.17	0.66	0.37	0.83	3.23	3.84	2.51	2.11	0.79
18	0.68	1.74	2.79	1.77	0.89	0.53	0.97	3.31	3.63	2.01	2.04	0.60
19	0.42	1.67	2.83	1.72	1.13	0.68	1.53	3.26	3.44	1.89	1.71	0.41
20	0.33	1.39	2.82	1.86	1.42	0.89	1.63	3.51	3.44	1.94	1.41	0.17
21	0.35	1.24	2.66	1.88	1.58	1.15	1.58	3.29	2.84	1.88	1.07	0.18
22	0.20	0.89	2.70	1.91	1.77	1.43	2.15	3.59	3.01	1.78	0.91	0.08
23	0.31	1.21	2.37	1.82	2.00	1.40	2.75	3.37	2.80	1.45	0.82	0.05
24	0.11	1.02	2.71	1.80	2.26	1.68	2.79	3.89	2.77	1.67	0.96	0.04
25	0.17	0.96	2.69	2.15	2.14	1.98	2.97	3.44	2.30	1.46	0.65	0.04
26	0.15	0.72	2.59	1.92	2.28	2.24	2.98	3.28	2.19	1.31	0.39	0.04
27	0.44	8.47	28.85	60.25	82.75	87.09	78.06	44.82	17.78	8.94	5.14	0.00

Tabla 4.11. Funcionamiento de la presa Laguna

Presa la Laguna												
Vol.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
2	1.527	1.173	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.142
4	6.634	8.798	1.689	0.030	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.283	3.742
6	12.620	11.113	5.097	0.617	0.040	0.040	0.051	0.071	0.071	0.243	1.840	9.768
8	16.473	8.191	9.718	2.285	0.344	0.212	0.212	0.212	0.354	1.203	4.358	13.338
10	15.755	11.397	11.073	4.368	1.234	0.809	0.738	0.849	1.133	2.386	6.826	10.031
12	14.056	13.914	8.868	6.077	2.569	2.022	1.729	1.840	2.215	4.075	8.464	8.949
14	9.404	12.822	9.475	7.746	3.367	3.084	2.963	3.206	3.731	5.885	8.727	9.182
16	6.826	9.313	11.063	9.152	4.267	3.974	4.015	4.126	4.733	7.837	9.243	8.140
18	5.086	6.816	10.062	10.921	5.268	4.712	4.358	5.198	5.794	8.413	9.192	7.584
20	3.934	4.884	8.838	11.083	6.492	5.734	5.764	5.521	6.462	8.949	8.545	6.694
22	2.295	3.721	6.431	10.082	7.807	6.543	5.946	6.452	6.967	8.990	6.937	4.753
24	1.345	2.154	5.107	8.990	8.889	7.210	6.563	6.654	7.615	8.090	6.664	4.015
26	0.678	1.456	3.661	7.058	9.192	7.695	7.129	6.977	7.948	8.100	5.734	3.297
28	0.425	1.122	3.024	5.097	9.152	8.717	8.090	7.968	8.181	7.837	5.592	2.720
30	0.465	0.961	2.103	4.025	8.353	8.484	8.343	8.282	8.666	7.281	4.429	2.124
32	0.566	0.698	1.557	2.609	7.321	7.847	7.979	8.545	7.847	5.966	3.469	1.578
34	0.415	0.455	1.092	2.012	5.804	7.271	7.817	7.443	7.655	4.813	2.821	1.325
36	0.344	0.435	0.526	1.375	4.358	6.320	6.998	7.149	6.462	3.286	2.245	1.102
38	0.445	0.293	0.303	0.930	3.489	5.643	6.310	5.784	4.480	2.326	1.476	0.576
40	0.263	0.121	0.162	0.870	3.024	4.308	4.945	4.601	3.499	1.527	1.031	0.364
42	0.455	0.172	0.152	4.682	9.040	9.384	10.062	9.131	6.199	2.801	2.134	0.587

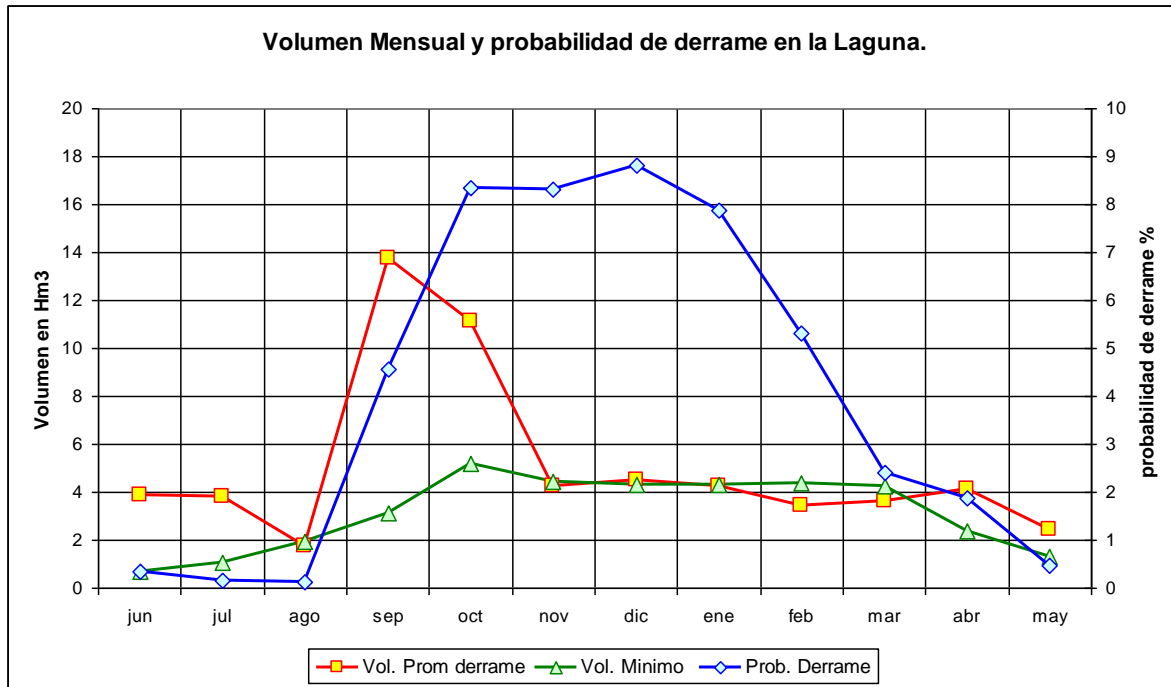


Figura 4.56. Volúmenes y probabilidad de derrame en la Laguna

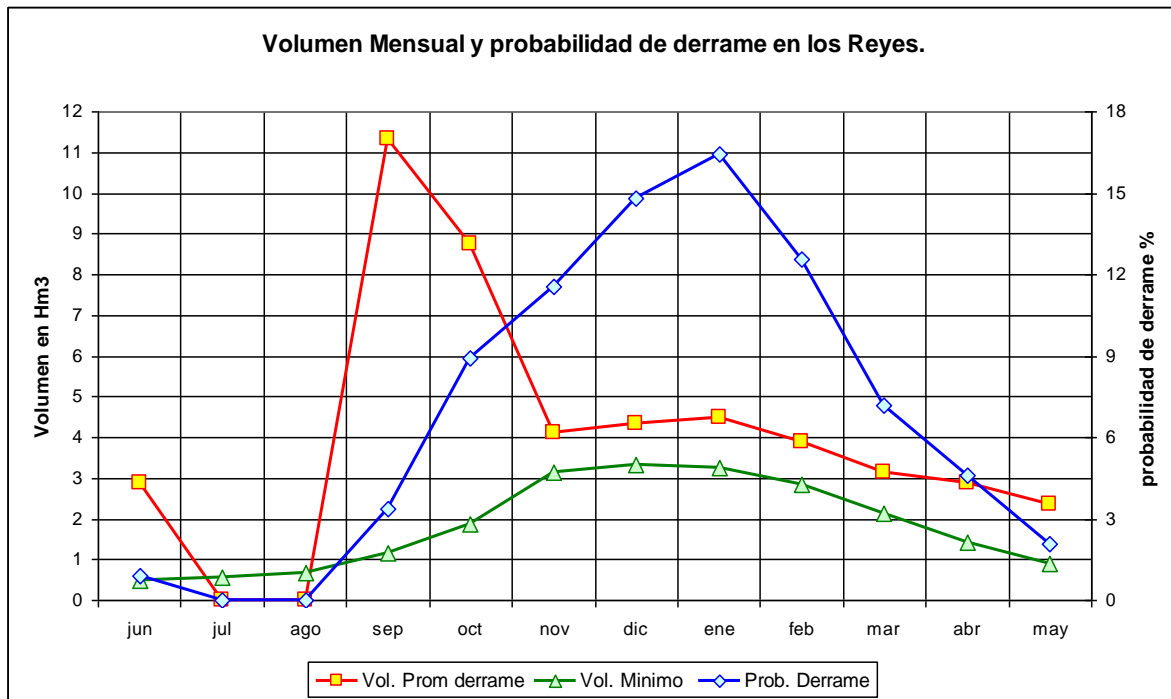


Figura 4.57. Volúmenes y probabilidad de derrame en los Reyes

Tabla 4.12. Funcionamiento de la presa los Reyes

Presa la Laguna												
Vol.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
1	1.44	0.67	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
2	12.76	8.67	4.08	0.44	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.37
3	16.11	15.07	9.32	2.09	0.05	0.00	0.00	0.00	0.01	0.04	0.66	2.87
4	13.59	15.35	12.68	3.68	0.58	0.07	0.02	0.09	0.04	0.26	1.96	6.61
5	11.32	14.23	13.16	5.70	1.53	0.37	0.24	0.23	0.29	1.39	3.80	8.22
6	7.64	12.10	12.31	8.58	2.60	1.05	0.76	0.85	0.99	2.56	5.51	9.30
7	5.96	9.71	10.44	8.11	4.27	2.40	1.56	1.63	2.12	3.75	6.57	9.67
8	5.64	7.10	8.83	8.23	5.32	3.48	2.85	2.78	3.27	5.45	6.46	8.49
9	4.30	5.12	7.20	8.11	5.72	4.65	3.84	3.71	4.06	5.60	7.35	7.69
10	3.23	3.77	5.72	7.94	6.70	5.00	4.37	4.16	4.75	6.12	6.94	6.77
11	2.82	2.68	4.83	7.74	6.72	5.93	5.41	5.46	5.96	6.64	7.03	6.21
12	2.43	1.94	3.69	6.48	5.98	6.09	5.78	6.03	6.25	6.12	6.78	4.97
13	2.36	1.56	2.87	5.75	5.88	5.58	5.46	5.22	5.50	6.77	6.13	4.12
14	2.07	0.88	2.10	5.21	5.93	5.19	4.89	5.00	5.23	6.18	5.51	3.72
15	1.51	0.53	1.14	4.12	5.49	5.76	5.06	5.06	5.30	5.81	4.96	2.96
16	1.36	0.27	0.74	3.12	5.51	5.92	5.30	5.36	5.45	5.89	4.23	2.69
17	1.10	0.17	0.38	3.01	5.10	5.74	5.47	4.77	5.85	5.59	4.15	2.42
18	0.81	0.13	0.18	2.23	4.60	5.56	5.67	5.19	5.72	4.92	3.31	2.26
19	0.72	0.03	0.11	1.63	4.17	5.29	5.45	5.32	5.07	4.50	3.13	1.81
20	0.52	0.03	0.07	1.21	4.08	4.87	5.42	5.33	5.48	3.85	2.69	1.70
21	0.43	0.01	0.01	1.00	3.32	4.62	4.70	5.07	4.85	3.71	2.72	1.70
22	0.42	0.00	0.01	1.09	2.95	4.24	4.85	4.66	4.20	2.87	2.22	1.20
23	0.31	0.00	0.00	0.76	2.50	3.64	3.97	4.18	3.60	2.55	1.78	1.21
24	0.30	0.00	0.00	0.40	2.02	2.88	3.90	3.40	3.32	2.22	1.47	0.91
25	0.87	0.00	0.00	3.36	9.00	11.68	15.02	16.53	12.70	7.21	4.62	2.13

Tabla 4.13. Funcionamiento de la presa Necaxa

Presa Necaxa												
Vol.	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.96	0.78
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.49	3.00
3	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.11	0.24
4	0.06	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.12	0.20
5	0.37	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.22	0.22	0.85
6	1.62	0.83	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67	0.49	1.74
7	3.38	1.03	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	1.18	0.66	2.58
8	5.82	1.54	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.08	1.14	0.99	3.26
9	7.77	2.06	0.50	0.03	0.01	0.02	0.04	0.11	0.21	1.82	1.44	3.99
10	9.01	2.74	0.91	0.08	0.05	0.04	0.02	0.23	0.55	2.37	2.18	4.62
11	9.27	3.76	1.14	0.11	0.03	0.01	0.03	0.32	0.58	2.58	2.72	5.50
12	9.45	4.52	1.67	0.29	0.03	0.03	0.05	0.35	0.89	2.56	3.34	5.76
13	8.67	4.78	2.08	0.36	0.09	0.08	0.12	0.63	1.29	3.25	3.96	5.65
14	7.58	5.44	2.96	0.79	0.21	0.16	0.21	0.71	1.36	3.22	3.96	5.95
15	6.54	6.26	2.93	1.16	0.22	0.22	0.31	0.83	1.93	3.34	4.36	5.89
16	5.56	6.26	3.94	1.50	0.50	0.41	0.60	1.15	2.23	3.68	4.38	5.75
17	5.07	6.38	3.86	1.81	0.44	0.36	0.66	1.67	2.95	4.25	4.76	4.97
18	4.13	5.62	4.15	2.31	0.74	0.67	0.98	1.89	3.29	4.32	4.73	4.77
19	3.22	5.54	4.79	2.47	0.85	0.74	1.29	2.01	3.52	4.52	4.77	4.46
20	2.95	4.64	4.64	2.72	1.19	0.82	1.50	2.83	3.73	4.89	5.08	4.23
21	2.22	4.83	4.17	2.82	1.18	1.00	1.78	2.64	4.09	4.55	4.81	3.62
22	1.85	3.96	4.34	2.66	1.50	1.00	1.71	2.88	3.99	4.16	4.45	3.11
23	1.49	4.08	4.07	2.81	1.27	1.30	1.75	3.01	3.88	4.51	3.95	2.82
24	1.11	3.43	3.89	2.70	1.38	1.28	1.85	2.66	4.29	4.09	3.92	2.19
25	0.80	3.03	3.78	2.69	1.84	1.33	1.71	3.13	3.99	3.86	3.63	2.18
26	0.47	2.68	3.46	2.79	1.96	1.27	2.04	3.14	4.03	3.54	2.98	1.78
27	0.42	2.36	3.46	2.64	1.65	1.43	1.97	3.12	3.94	3.22	3.24	1.64
28	0.27	2.14	3.21	3.02	1.46	1.64	2.15	2.76	3.63	3.34	2.92	1.45
29	0.22	1.69	2.89	2.46	1.82	1.77	2.44	3.04	3.59	2.60	2.47	1.11
30	0.66	9.77	32.84	61.79	81.59	84.41	76.79	60.83	41.92	22.11	14.91	5.91

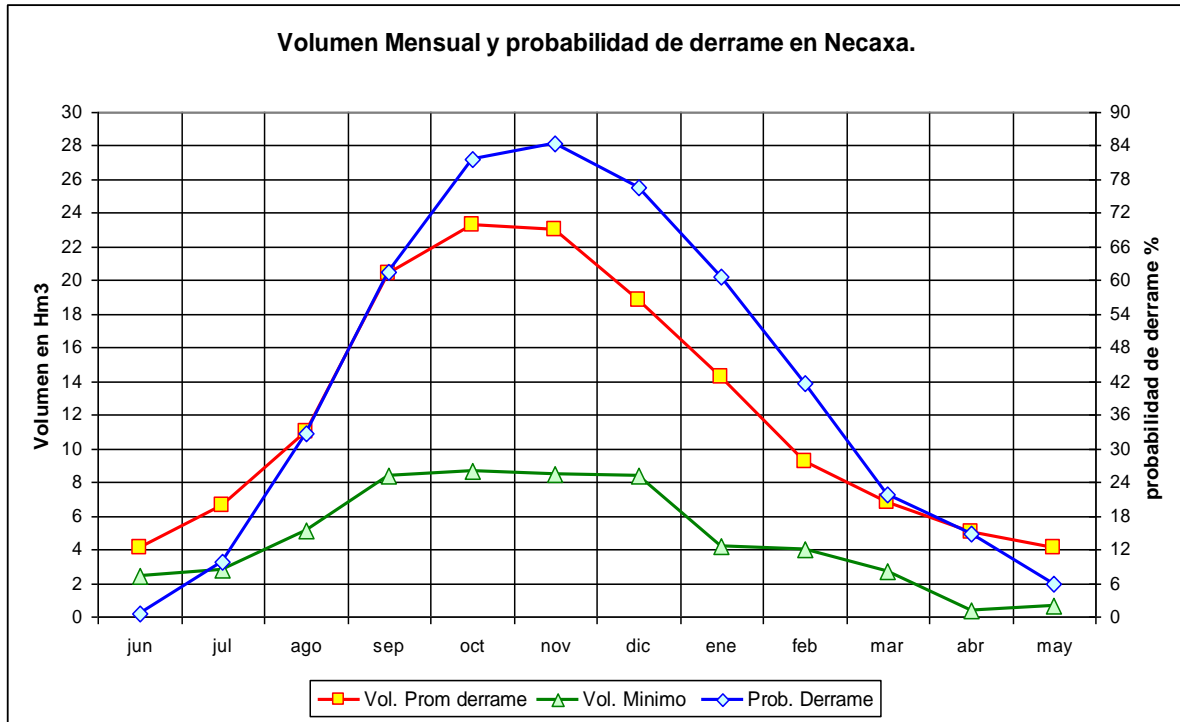


Figura 4.58. Volúmenes y probabilidad de derrame en Necaxa

4.3.4 Políticas de operación en los vasos

Después de determinar los volúmenes probables en los embalses, se verifican si se cumplen los volúmenes con los necesarios para la generación de energía eléctrica. El volumen utilizado para la generación es de 25 hm³ mensual que es el generar energía eléctrica en 3 horas con un gasto de 75 m³/s. Es importante señalar que para verificar estos volúmenes se utilizaron todos los volúmenes que se reportaron en el SHN (volúmenes de vasos y de generación de energía eléctrica) además de que se utilizaron los datos actuales de volúmenes de almacenamiento.

Los datos que resultan se presentan en las siguientes figuras:

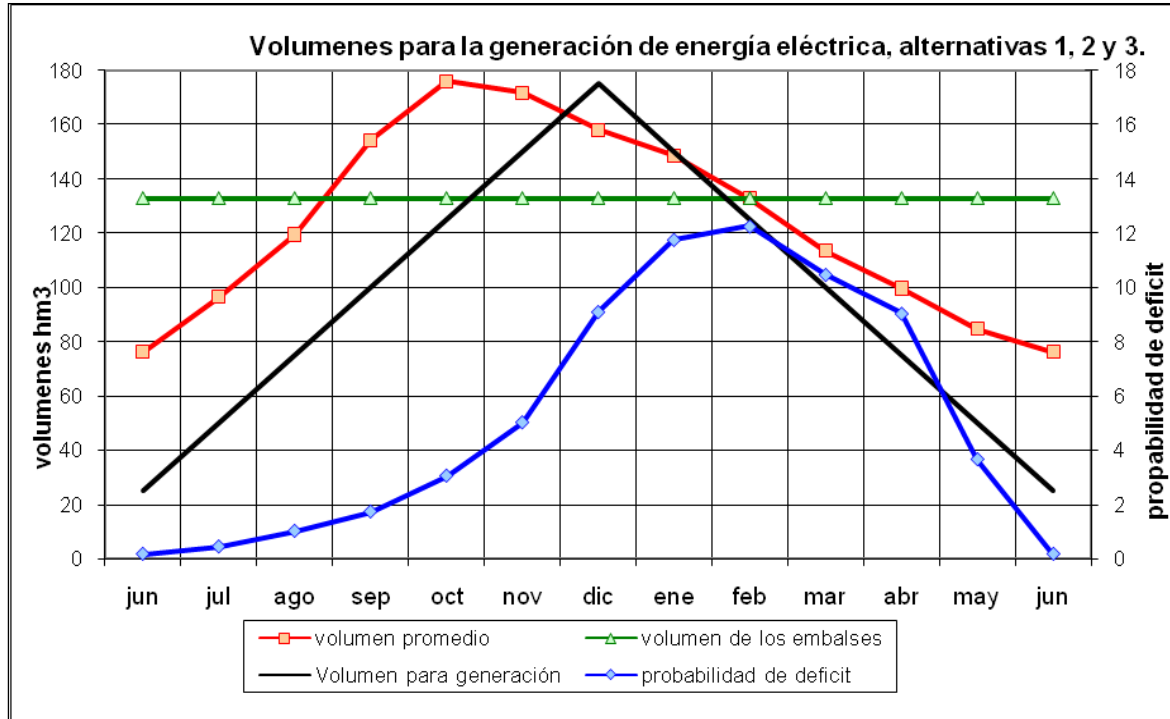


Figura 4.59. Operación del SHN, alternativas 1, 2 y 3

De la figura 4.59 se observa que el volumen necesario para la generación de energía eléctrica sobrepasa en los meses de septiembre a enero la capacidad de almacenamiento total de los embalses y se tiene un déficit máximo en el mes de febrero (12%) aunque los meses problemáticos son desde diciembre (9%) a abril (9%).

Al igual que en la grafica anterior (figura 4.59), en la figura 4.60 se observa el máximo déficit en el mes de febrero (45%) pero los meses con problemas de déficit son desde septiembre (8%) hasta mayo (18%).

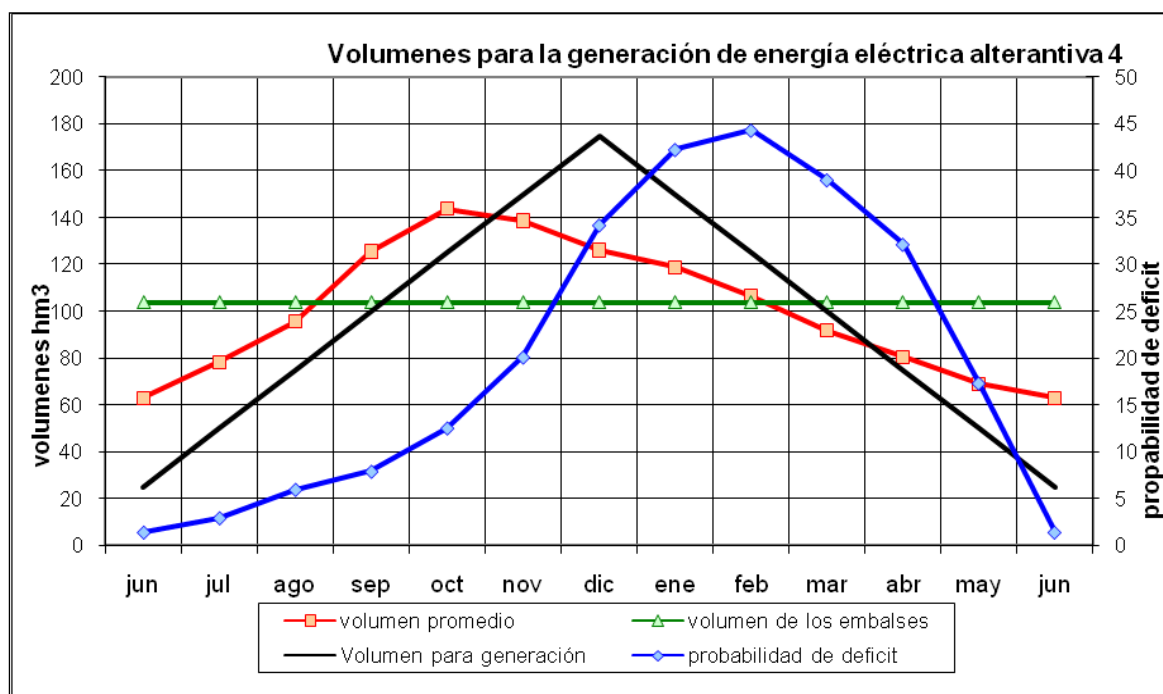


Figura 4.60. Operación del SHN, alternativa 4

En las dos gráficas se observan problemas en el volumen de generación eléctrica, aunque se hace evidente que el volumen que se almacena en la presa Necaxa amortigua mucho ese déficit. Con Necaxa el déficit es de alrededor del 12%, mientras que sin Necaxa el déficit es del 45% (3 veces más), esto solo en el mes más desfavorable ya que también se aumenta el número de meses con déficit.

Sobre la política de los embalses de manera individual, hay muy poco que hacer al respecto, como se observa en las figuras el volumen que almacenan los embalses está por debajo del volumen necesario para la generación de energía eléctrica y también debajo de los volúmenes medios del sistema por lo que hay que mantenerlas llenas los meses de agosto a febrero del siguiente año y después

comenzar la descarga; esto indica que los volúmenes que entran de otras cuencas es muy importante.

En los meses de vaciado de los embalses, parece ser más conveniente vaciar todas las presas y tratar de dejar llena solo la presa de Necaxa para minimizar las pérdidas de evaporación y la filtración.

También es necesario señalar que si se recupera el volumen del embalse de Tenango ayudaría a disminuir los déficit sobre todo en las alternativas 1, 2 y 3

4.3.5 Revisión de los azolves en los embalses del SHN.

4.3.5.1 Proyección empírica de los azolves.

La capacidad de los embalses se va reduciendo por diversas razones: deforestación, inapropiada distribución de zonas de cultivo, etcétera. Las formas más comunes para determinar la cantidad de sedimentos que se van acumulando es por medio del conocimiento de la cantidad de sólidos que lleva el río, los sólidos pueden ser transportados porque están en suspensión (los más finos) y por arrastre (los más gruesos). Lo ideal es que estas mediciones se realicen en las estaciones hidrométricas pero como ya se ha comentado a lo largo de este capítulo, no se tiene registro de la auditoria del agua que entra a los embalses por lo que tampoco existe

información relacionada con la cantidad de sedimentos son transportados a los embalses.

Para revisar la capacidad de los embalses, se utilizaron las curvas de elevaciones - capacidades proporcionadas por LyFC tomadas de topografías realizadas antes de la construcción de las cortinas y las curvas de elevaciones – capacidades generadas a partir de batimetrías generadas en el 2000; se realizó una comparativa cualitativa mediante la aplicación con dos métodos de proyección para determinar el comportamiento de dichas gráficas. Por lo tanto se van a dejar a un lado los métodos relacionados con los aforos de los afluentes y sólo el estudio estará enfocado en algunos métodos de predicción que se pueda cubrir la información.

Método área reducción

Apoyados en la batimetría realizada en el año 2000, con respecto a la topografía del año 1941, se obtuvo el volumen de los sedimentos que se han acumulado en el vaso (2.3 millones de metros cúbicos), con este valor se van a realizar la proyección para el año 2009.

Con el método de área reducción se va a encontrar la reducción del embalse por los sedimentos para el año del 2009 para posteriormente hacer la comparación con la batimetría del 2009. (*Gracia, 1995*). De la figura 4.61 a 4.64 se presentan las gráficas de las batimetrías reales y proyectadas con el método de área – reducción.

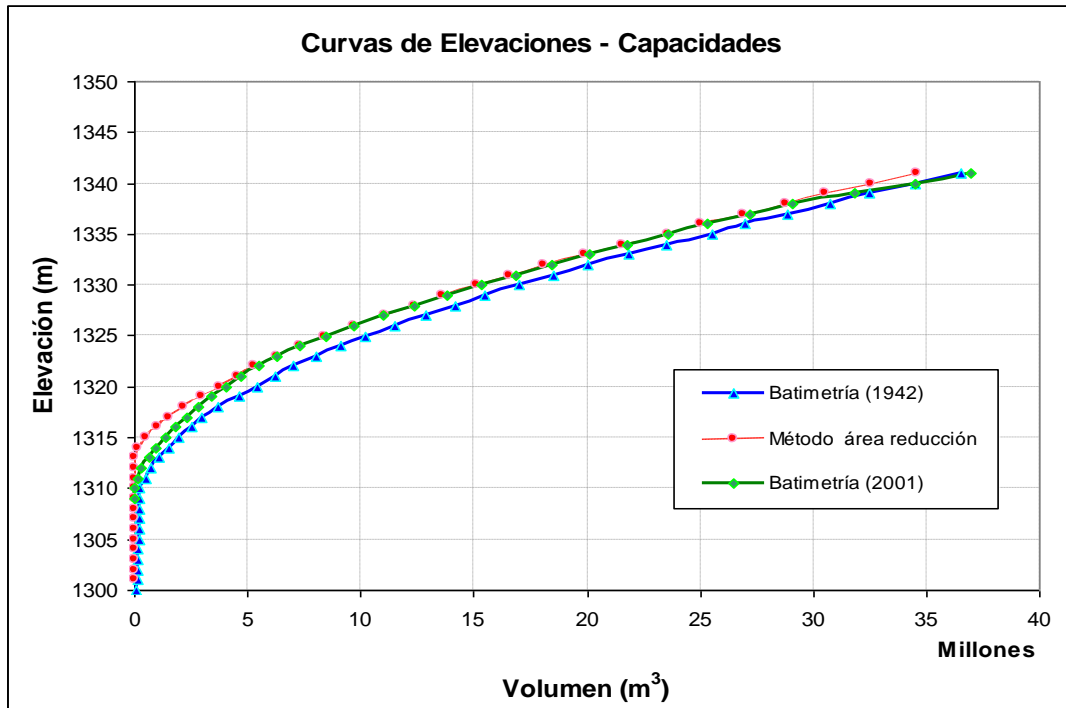


Figura 4.61. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Reducción para Necaxa.

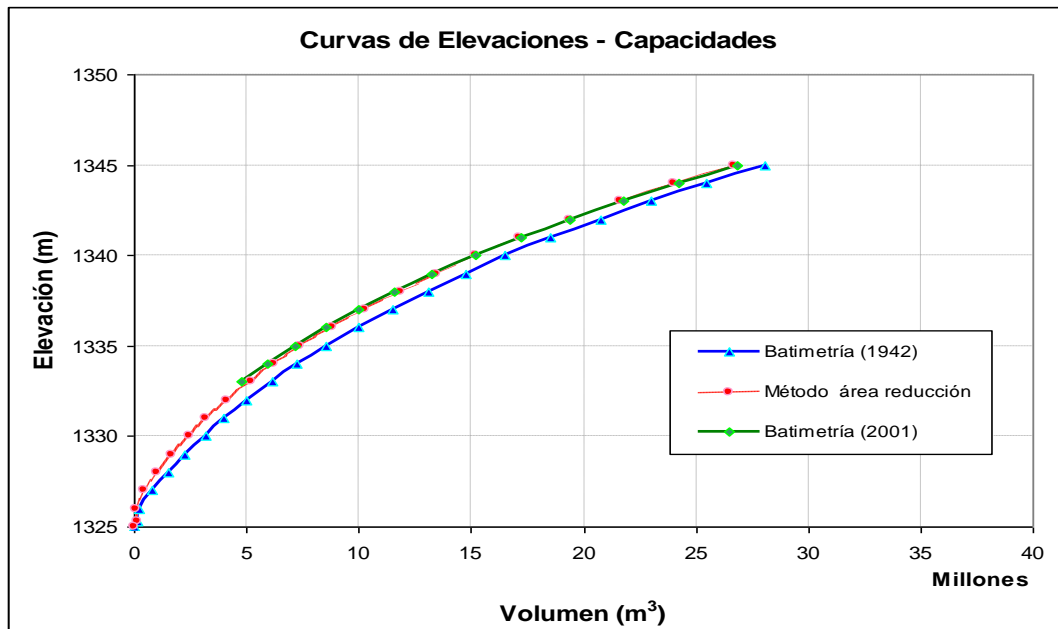


Figura 4.62. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Reducción para Tenango

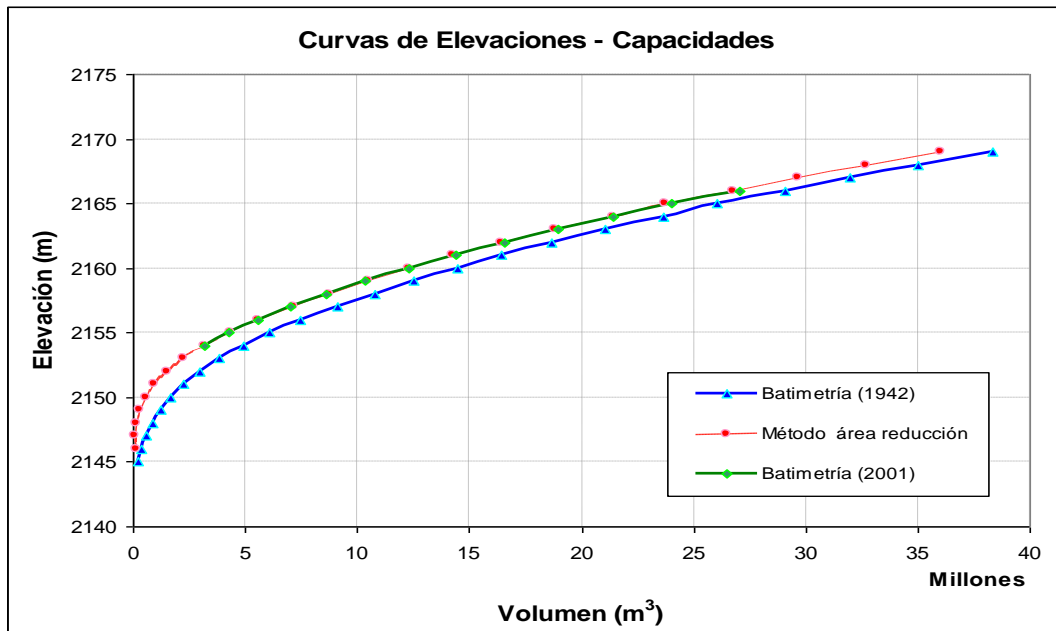


Figura 4.63. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Reducción para Los Reyes

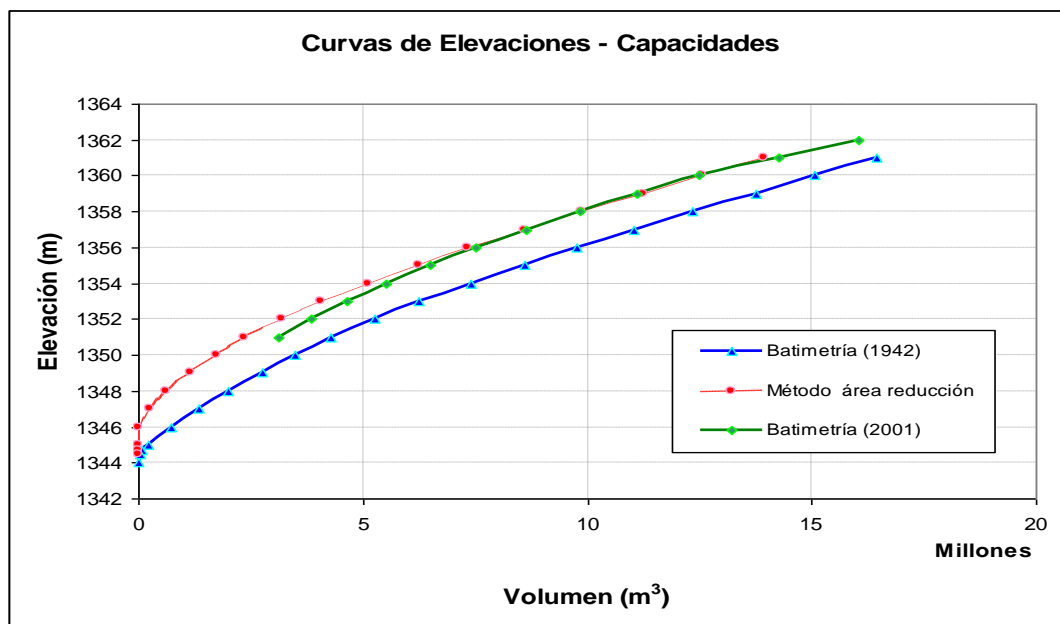


Figura 4.64. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Reducción para Nexapa

Método área incremento

De la figura 4.65 a 4.68 se presentan las gráficas de las batimetrías reales y proyectadas con el método de área – incremento. Como ya se comentó anteriormente no se tienen registros de los sedimentos que puedan transportar los ríos por lo que sólo se realizó una extrapolación lineal de los azolves que se tienen registrados en los embalses, con las batimetrías.

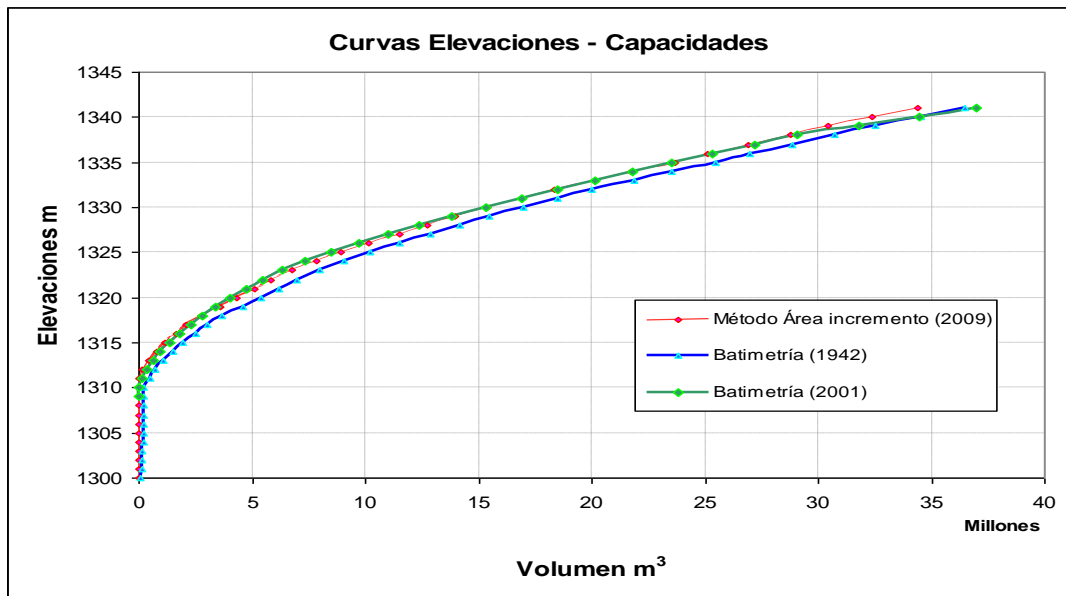


Figura 4.65. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Incremento para Necaxa

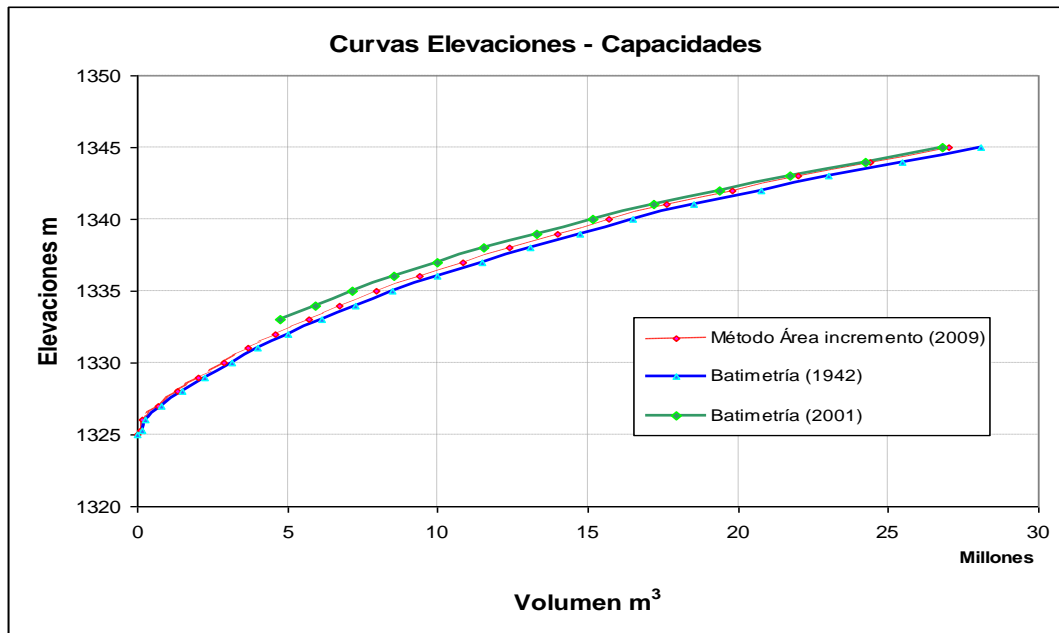


Figura 4.66. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Incremento para Tenango

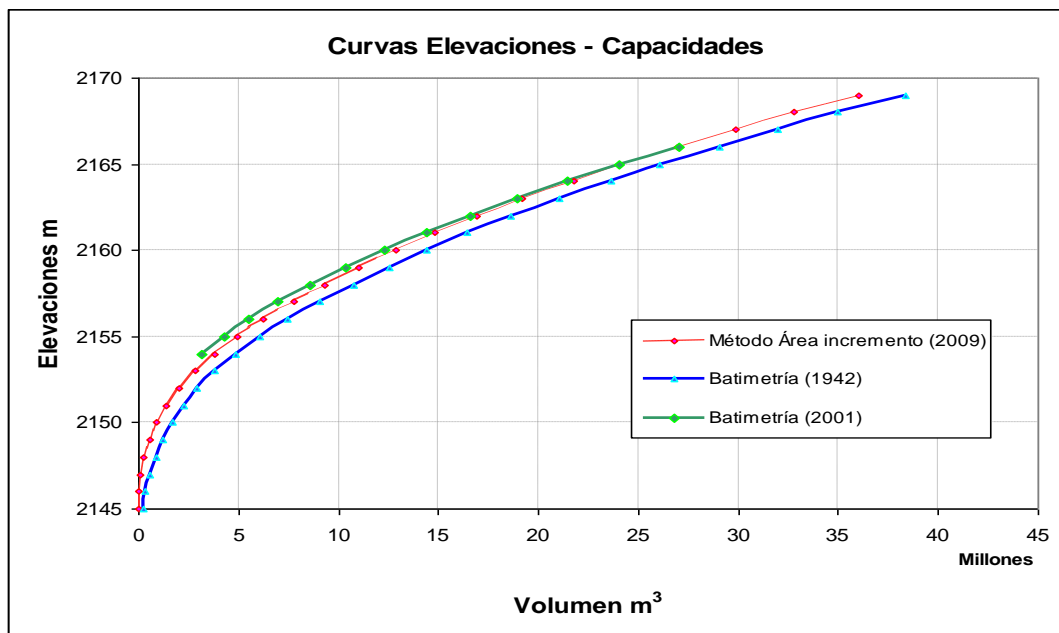


Figura 4.67. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Incremento para Los Reyes

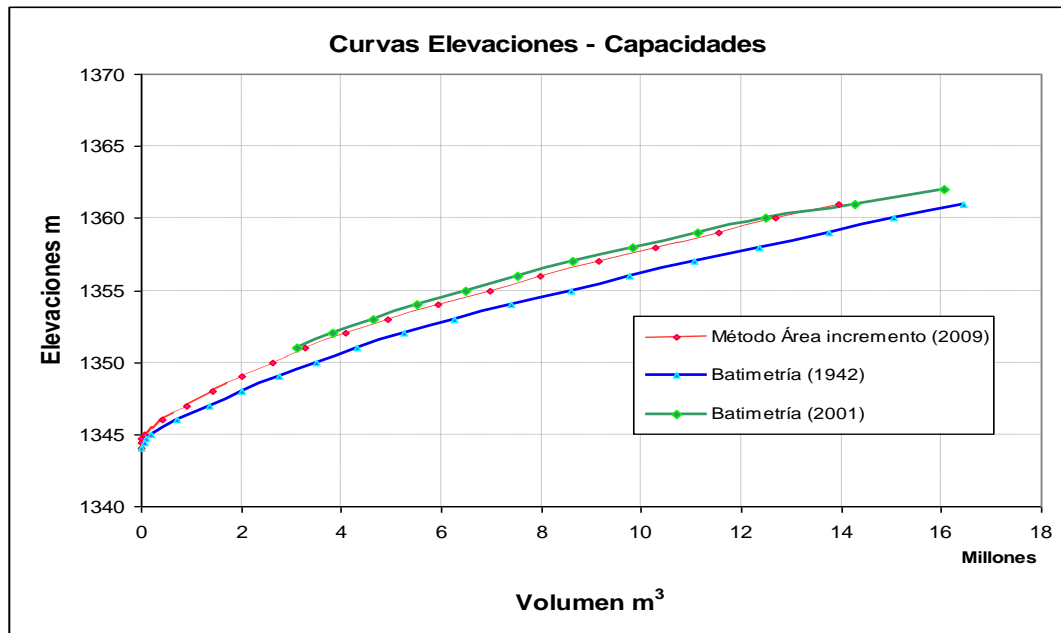


Figura 4.68. Comparación de las batimetrías reales y proyectadas con el método Área - Incremento para Nexapa

4.3.6 Evaluación hidrológica de subcuencas en Necaxa y Nexapa

4.3.6.1 Características fisiográficas de la subcuenca de Necaxa

Para obtener las características fisiográficas, se utilizó el modelo digital de elevaciones (MDE) proporcionado por INEGI (1995) con una equidistancia entre curvas de nivel de 20 metros; a escala 1:50,000.

Se utilizó la proyección WGS 1984 correspondiente a las coordenadas UTM zona 14 establecida con antelación, posteriormente se eligió el tamaño de la malla, el cual está directamente relacionado con la densidad de los ríos, para esta selección

se deben de probar varias interpolaciones buscando que sea coherente con los cauces presentados en las cartas en papel de INEGI con la escala 1:50,000.

Delimitación del cauce principal

El tamaño de celda se seleccionó de 50m x 50m, ya que ésta proporcionó mejores resultados en cuanto a la densidad de los ríos. De acuerdo con la modelación se determinó que el río de Necaxa tiene aproximadamente una longitud de 50.116 km, lo que corresponde un orden de río de 5, como puede verse en la figura 4.69

Una vez obtenida la densidad de ríos, se procedió a delimitar la cuenca que le corresponde a la presa de Necaxa, el trazo de la cuenca se inició en la cortina de misma para identificar su área de aportación. El área de la cuenca es de 319.07 km², con estas dimensiones se puede clasificar como una cuenca mediana, ya que se encuentra entre 50 km² y 500 km² (Campos, 2007).

La presa de La Laguna queda absorbida por la cuenca de la presa de Necaxa y sirve como presa almacenadora, ya que tiene la mayor capacidad de todo el sistema, dicha presa se encuentra en la parte alta de Necaxa.

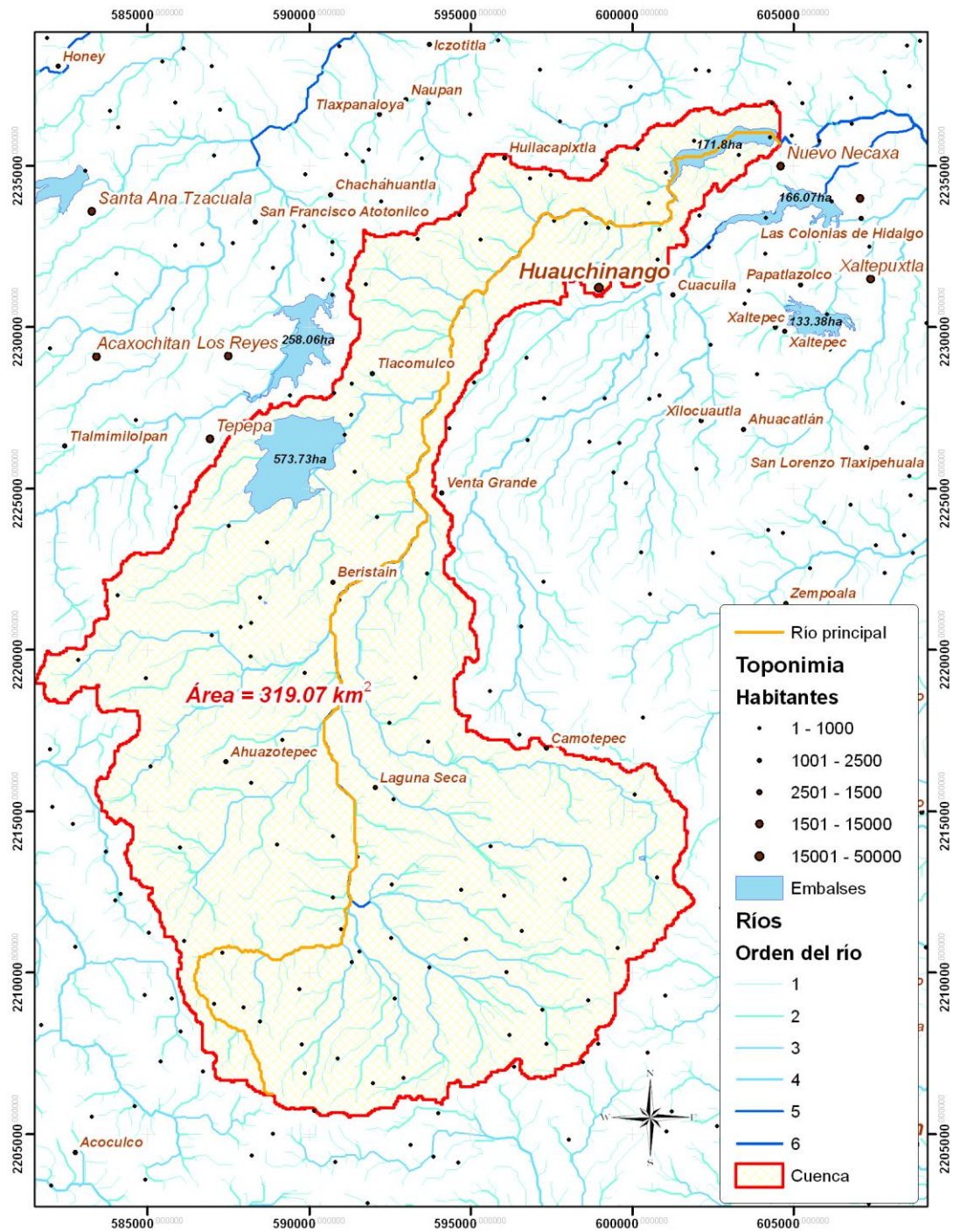


Figura 4.69. Cuenca y río principal correspondiente a la Presa Necaxa

4.3.6.2 Características fisiográficas de la subcuenca de Nexapa

Como se comentó con antelación, con respecto a la cuenca de la presa Necaxa se utilizó la misma interpolación del MDE, es decir, cada celda tiene una longitud de lado por lado de 50x50 metros; con estos atributos los ríos generados tienen aproximadamente la misma densidad que los de la carta topográfica 1:50, 000 de INEGI.

Las aportaciones de la presa Nexapa son de suma importancia ya que pueden proporcionar entre el 60 y 70% de todo el suministro del sistema hidroeléctrico de Necaxa; la cuenca natural de Nexapa es muy pequeña, aproximadamente es de 9.15 km², por lo que la mayor parte del suministro lo proporciona el túnel de la tercera división.

El túnel de la tercera división recolecta caudales a partir de diferentes tomas situadas sobre los lechos de algunos ríos y arroyos, las cuales están provistas de un vertedor lateral con el cual recibe agua en caso de ir vacío, o bien, de verter en caso contrario, cuando el túnel esté lleno.

La tercera división es parte fundamental del sistema hidroeléctrico de Necaxa ya que puede trasvasar el agua de cuencas vecinas, el agua puede provenir de poblados tan alejados como Zacatlán y Chignahuapan, esta cuenca es la de mayor

extensión en el sistema ya que tiene un área de 750 km², incluso mayor que la cuenca de Necaxa.

En la figura 4.70 se presenta la cuenca del río Laxaxalpan, llegando a la presa derivadora del mismo nombre, por medio de la obra de toma se abastece el inicio del túnel de la tercera división, también se pueden observar algunas cuencas con sus correspondientes ríos que abastecen al túnel.

El río Laxaxalpan, tiene una longitud aproximada de 61.78 km, y un orden de río de 6; para el análisis hidrológico sólo se va a considerar esta aportación como un gasto base a su capacidad máxima de 40 m³/s ya que es imposible que pueda llegar más agua por la serie de vertedores laterales que tiene a lo largo del canal.

4.3.6.3 Análisis probabilístico de lluvia de la subcuenca de Necaxa

Análisis de frecuencias de eventos extremos máximos.

Como ya se ha comentado con antelación, no existe ninguna estación hidrométrica, la cual pueda proporcionar información de escurrimientos; aguas arriba del embalse, por lo que se va a utilizar un modelo lluvia – escurrimiento para determinar el hidrograma de entrada al embalse, con el análisis de eventos extremos máximos se van a proyectar los datos de precipitación diaria máxima anual para

poder hacer la extrapolación a un período de retorno $T_r = 10,000$ años (proyección con la cual se revisan los vertedores de las presas).

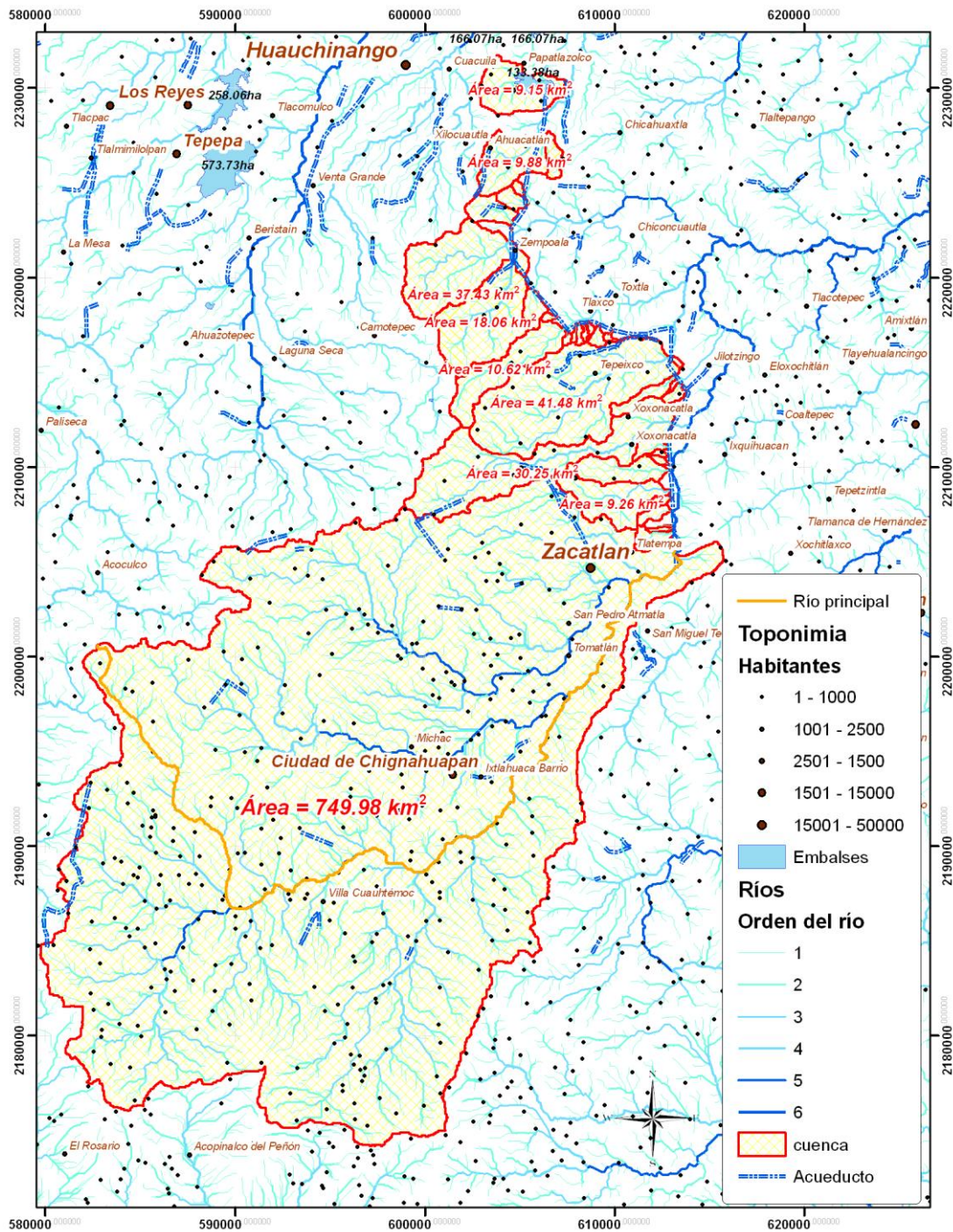


Figura 4.70. Cuenca y río principal correspondiente a la Presa Nexapa.

Pruebas de homogeneidad e Independencia de eventos

Inicialmente, antes de comenzar con el análisis de frecuencias, se debe de revisar que la muestra sea homogénea e independiente, características fundamentales para que puedan ser tratadas probabilística y estadísticamente.

Cuando la muestra no es homogénea puede ser porque los datos fueron influidos por actividades humanas como lo son la deforestación, apertura de nuevas áreas de cultivo, etcétera. Por otra parte al revisar que la muestra sea independiente se verifica su aleatoriedad, se deben de cumplir ambas pruebas para poder utilizar la teoría de eventos extremos.

Analizando los resultados de las pruebas de homegenidad e independencia de eventos, en primer caso los resultados son satisfactorios ya que tanto para la prueba de Helmert como la prueba de la t de student, la muestra es homogénea. En segundo caso también los resultados fueron satisfactorios ya que los correlogramas que para cada año de retraso no rebasa los límites de confianza por lo que se puede asegurar que la muestra es independiente.

En la tabla 4.14 se presenta un resumen de las pruebas mencionadas con antelación, en las que no presenta mayor problema el uso para la extrapolación de las lluvias para sus correspondientes periodos de retorno con las diferentes funciones de distribución de probabilidad.

Tabla 4.14. Resumen de las pruebas de homogeneidad e independencia

ESTACIÓN	PRUEBAS DE HOMOGENEIDAD				PRUEBAS DE INDEPENDENCIA
	Por Helmer	Por la t de student	Por Crammer al 40%	Por Crammer al 60%	
Necaxa	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente
La Laguna	No homogenea	Homogenea	No homogenea	Homogenea	Independiente
Los Reyes	No homogenea	No homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente
Nexapa	No homogenea	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente
Huachinango	No homogenea	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente
Loma alta	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente

Distribuciones de probabilidad.

En hidrología se han empleado diferentes distribuciones de probabilidad, para poder determinar cuál es la mejor. Kite (1988) propone un estadístico para seleccionar la mejor opción, entre los diferentes modelos, el cual tiene por nombre error estándar de ajuste, en otras palabras lo que se hace es comparar los errores entre el valor obtenido del modelo contra el dato de lluvia registrado.

$$EE = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n_j} (Q_j - \hat{Q}_j)^2}{n_j - mp}} \quad (4.3)$$

Q_T^j , Eventos ordenados de mayor a menor, con un periodo de excedencia asignado $T = \frac{n+1}{m}$, donde:

T , Período de retorno

n , es el número total de registros de la muestra

m , número de orden de registro

\hat{Q}_T^j , es el evento estimado por cierta distribución de probabilidad para cada período de retorno.

mp , número de parámetros de la distribución ajustada.

De esta manera, se calcula el mínimo error estándar de ajuste a las siguientes distribuciones de probabilidad, Normal, Lognormal de dos y tres parámetros, Gumbel, Exponencial, Gama de dos o tres parámetros y la Doble Gumbel.

Para las ocho distribuciones de probabilidad mencionadas en el párrafo anterior la que ofrece mejores resultados es la función Doble Gumbel, como se puede ver en la tabla 5.15, debido a que en esta distribución se manejan dos poblaciones las cuales se pueden clasificar en lluvias convectivas y las provocadas por los ciclones tropicales; fenómeno que afecta recurrentemente a la zona.

La función de probabilidad doble Gumbel es la presentada en la siguiente ecuación:

(4.4)

Para distribuir la lluvia efectiva se utilizaron polígonos de Thiessen cómo a continuación se presenta la tabla 4.16 con las áreas que le corresponden a cada estación (ver figura 4.71).

Tabla 4.15. Resumen de los ajustes de las estaciones climatológicas

ESTACIÓN	FUNCIÓN DE AJUSTE	Tr							
		5	10	50	100	500	1,000	5,000	10,000
Necaxa	Doble Gumbel	145.75	216.94	351.18	402.67	519.23	568.98	684.25	731.89
La Laguna	Doble Gumbel	120.13	161.99	347.74	422.80	588.22	658.31	819.98	890.87
Los Reyes	Doble Gumbel	124.67	167.17	416.47	528.38	775.19	879.06	1121.97	1224.25
Nexapa	Doble Gumbel	135.00	180.53	241.40	260.94	304.14	322.46	364.80	383.12
Huachinango	Doble Gumbel	128.90	172.66	271.47	308.58	391.87	427.30	508.54	545.74
Loma Alta	Doble Gumbel	56.18	68.47	192.64	252.69	384.94	440.65	570.91	625.76

Tabla 4.16. Polígonos de Thiessen

Estación	Area km ²	P (mm)	A x P
Loma Alta	145.62	625.76	91120.89
Huachinango	27.46	545.74	14983.99
Los Reyes	14.19	1224.25	17371.68
Necaxa	7.67	731.89	5615.24
La Laguna	124.01	890	110372.05
Σ =	318.95	4017.64	239463.84

$$P_m = 750.792607$$

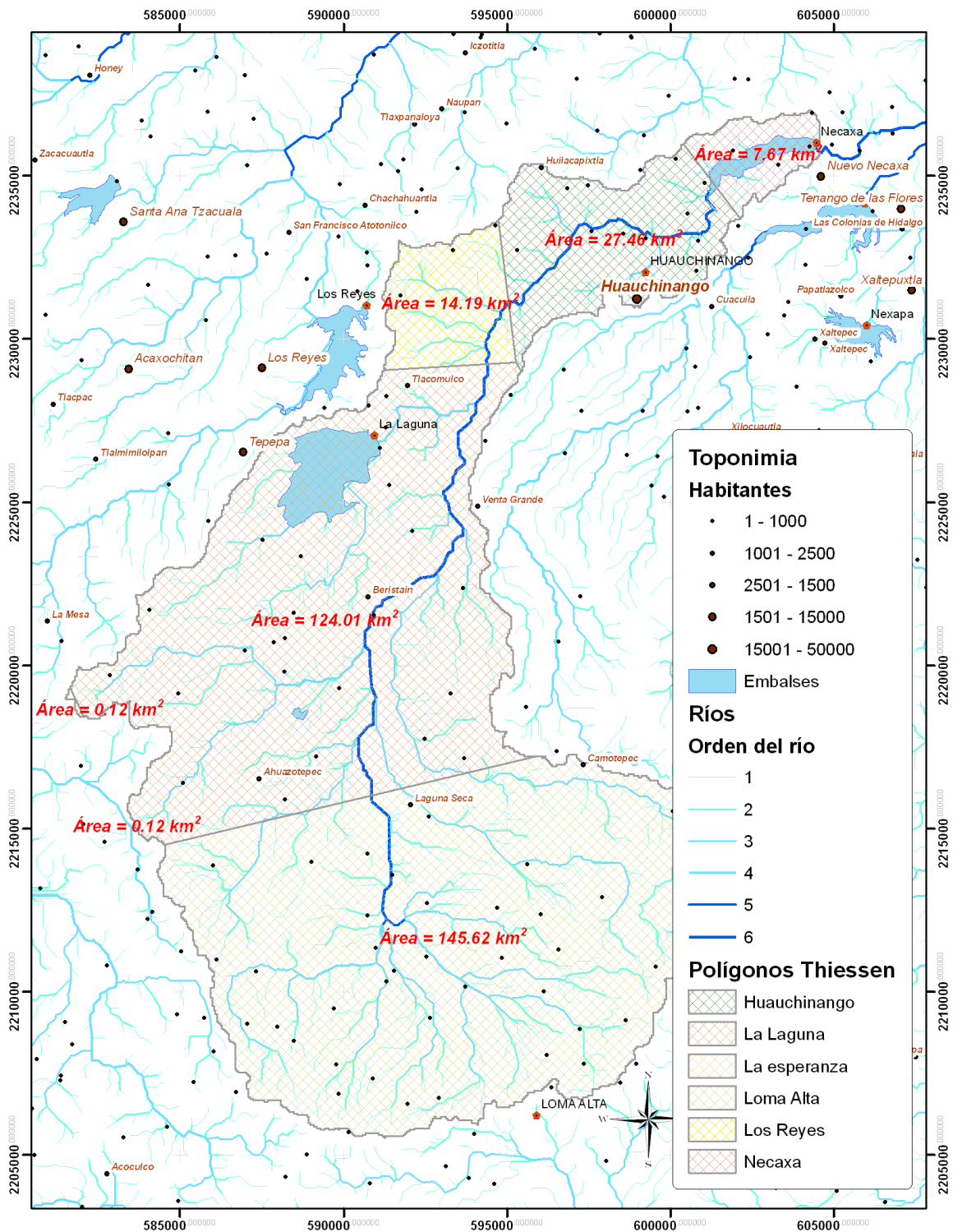


Figura 4.71. Áreas de influencia de acuerdo a los polígonos de Thiessen

Como parte fundamental para este subcapítulo fue determinar el hidrograma de entrada al embalse, para lo cual también se requiere la tormenta de diseño, desafortunadamente como ya se ha comentado, no se tiene información de pluviógrafos, por lo que el hidrograma que se utilizó es el de un trabajo anterior realizado para LyFC por el Instituto de Ingeniería (*Domínguez, 2000*), en el cual se determinó un hidrograma unitario el cual se ajustó y calibró con el evento del 1999 la depresión tropical 11 que generó muchos problemas en la región centro y golfo del país, el cual sobrepasó por mucho el umbral de lluvias que se tenía para esta zona.

Tiempo de concentración

Kirpich

$$T_c = 0.000325 \left(\frac{L_c^{0.77}}{S_c^{0.385}} \right) = 0.000325 \left(\frac{4250^{0.77}}{0.11^{0.385}} \right) = 0.473h = 28.4\text{min}$$

California Highways and Public Works

$$T_c = \left(\frac{0.8708L_c^3}{H} \right)^{0.385} = \left(\frac{0.8708(4.25)^3}{677} \right)^{0.385} = 0.41h = 24.6\text{min}$$

Temez

$$T_c = 0.30 \left[\frac{L_c}{(H/L_c)^{0.25}} \right]^{0.76} = 0.30 \left[\frac{4.25}{(677/4.25)^{0.25}} \right]^{0.76} = 0.344h = 20.6\text{ min.}$$

Por lo anterior, de los tiempos obtenidos se propone utilizar el promedio de las tres, dando un tiempo de concentración $T_c = 0.307 \text{ h} \approx 20 \text{ minutos}$.

Para determinar el escurrimiento se utilizará la Racional, la cual es uno de los modelos de relación lluvia – escurrimiento más antiguos (1889), y probablemente es uno de los más utilizados todavía. Está considera que el gasto máximo o pico se alcanza cuando la precipitación se mantiene con una intensidad constante durante un tiempo igual al tiempo de concentración.

$$Q = 0.278 i A \quad (4.5)$$

Q, gasto en m^3/s

C, coeficiente de escurrimiento

i, intensidad media de la lluvia(mm/hr)

A, área de cuenca (m^2)

De acuerdo a las visitas realizadas a la zona de estudio se puede determinar que la cuenca está un poco alterada, conserva parte de su vegetación y se observa un poco de degradación, por lo que se puede proponer un coeficiente de escurrimiento de 0.4 (*Aparicio, 2003*).

La intensidad se obtienen a partir de la curva de i-d-t (Campos, 1990), con una duración de 20 min (0.333 h) y un periodo de retorno de 10,000 años, se tiene $i = 161.42 \text{ mm / hr}$.

$$Q = 0.278CiA = 0.278 (0.4)(161.42)(319.07) = 5717.3 \text{ m}^3/\text{s}$$

Hidrograma unitario geomorfológico (HIUG)

Como se observó el valor del gasto pico con la fórmula racional es demasiado grande por lo que se va hacer uso del hidrograma unitario geomorfológico. Para la determinación de los hidrogramas es necesario tener información hidrométrica e hidrográfica, pero desafortunadamente todas las presas del sistema hidroeléctrico de Necaxa carecen de esta información o no tienen la precisión o calidad para poderlos utilizar, por lo que es difícil calibrarlos, Es necesario el uso de métodos indirectos para determinar dichos valores, el que se utilizó en este trabajo fue el hidrograma unitario geomorfológico HUIG ya que se probó el método de la fórmula racional e la del hidrograma unitario adimensional aunque con resultados no fueron los esperados ya que los gastos están por arriba con relación a otros estudios.

Para la determinación del HIUG, es necesario determinar los parámetros geomorfológicos de la cuenca; a continuación se presentan dichas características.

Grado de bifurcación

	ω	$N(\omega)$	$\text{Log}(N(\omega))$	$\omega \cdot \text{Log}(N(\omega))$	ω^2
	1	640	2.80617997	2.80617997	1
	2	172	2.23552845	4.47105689	4
	3	42	1.62324929	4.86974787	9
					0
					0
$\Sigma =$	6	854.00	6.66	12.15	14.00
promedios	2	284.67	2.22	4.05	2.80

$$n = 3$$

$$\text{pendiente} = -0.591$$

$$R_B = 3.904$$

Grado de longitud

	ω	$L(\omega)$	$\text{Log}(L(\omega))$	$\omega \cdot \text{Log}(L(\omega))$	ω^2
	1	495	2.6946052	2.6946052	1
	2	1576	3.19755621	6.39511243	4
	3	4168	3.61992771	10.8597831	9
					0
					0
$\Sigma =$	6	6239.00	9.51	19.95	14.00
promedios	2	2079.67	3.17	6.65	2.80

$$n = 3$$

$$\text{pendiente} = 0.463$$

$$R_L = 2.902$$

Grado de Área.

	ω	$A_w (\text{km}^2)$	$\text{Log}(A_w)$		
	1	0.24906877	-0.60368073	-0.60368073	1
	2	1.37790697	0.1392199	0.27843979	4
	3	8.3226786	0.92026312	2.76078937	9
					0
					0
$\Sigma =$	6	9.95	0.46	2.44	14.00
promedios	2	3.32	0.15	0.81	2.80

$$n = 3$$

$$\text{pendiente} = 0.762$$

$$R_A = 5.781$$

Empleando el método del HIUG, se tiene el siguiente hidrograma para una duración en exceso de 6 hr.

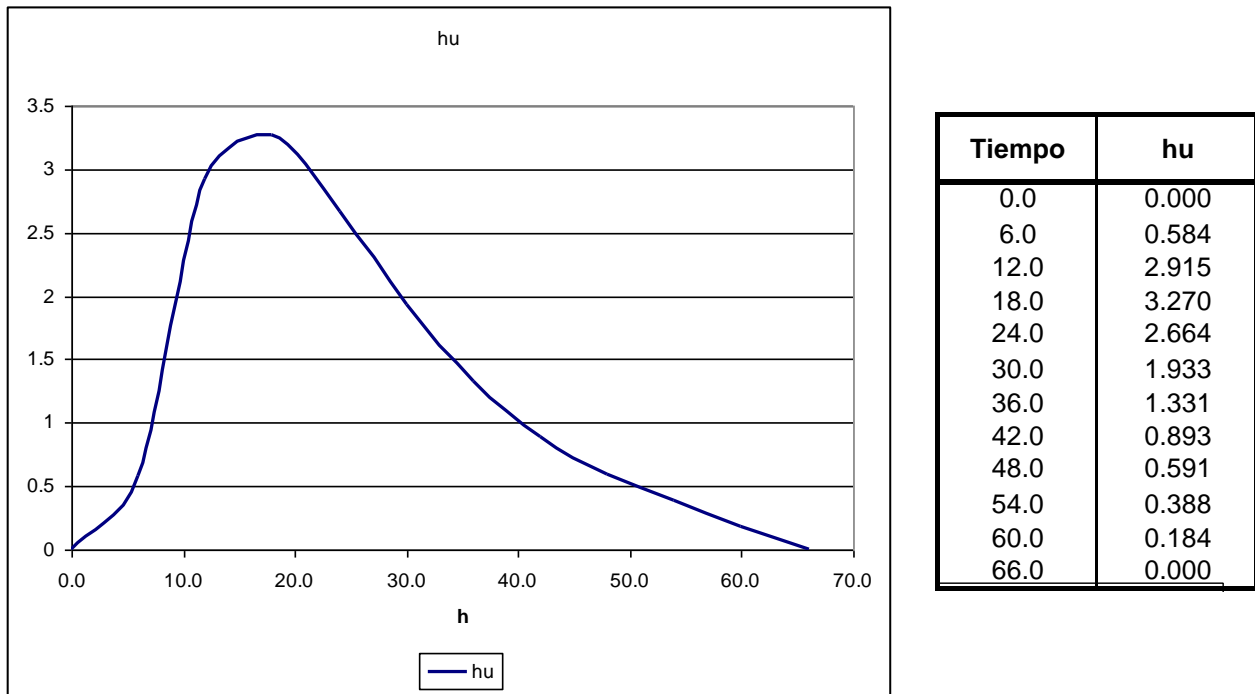


Figura 4.72. Hidrograma unitario geomorfológico.

Los datos de las lluvias promedio máximas para uno, dos, tres cuatro y cinco días se determinó el hietograma unitario, para distribuir las lluvias de los cinco días a cada seis horas (*Domínguez, 2000*) de acuerdo con la precipitación media obtenida anteriormente de 750 mm como se puede observar en la tabla 4.17.

Tabla 4.17. Hietograma de lluvia efectiva

hp = 750 mm

Días	Hietograma unitario	P días	P hr	P mm	P _{ef} mm
1	29%	217.5	6	21.8	14.1
			12	32.6	21.2
			18	130.5	84.8
			24	32.6	21.2
2	58%	435	6	43.5	28.3
			12	65.3	42.4
			18	261.0	169.7
			24	65.3	42.4
3	100%	750	6	75.0	48.8
			12	112.5	73.1
			18	450.0	292.5
			24	112.5	73.1
4	33%	247.5	6	24.8	16.1
			12	37.1	24.1
			18	148.5	96.5
			24	37.1	24.1
5	12%	90	6	9.0	5.9
			12	13.5	8.8
			18	54.0	35.1
			24	13.5	8.8

De esta manera, con los valores del HUIG y el hietograma se tiene:

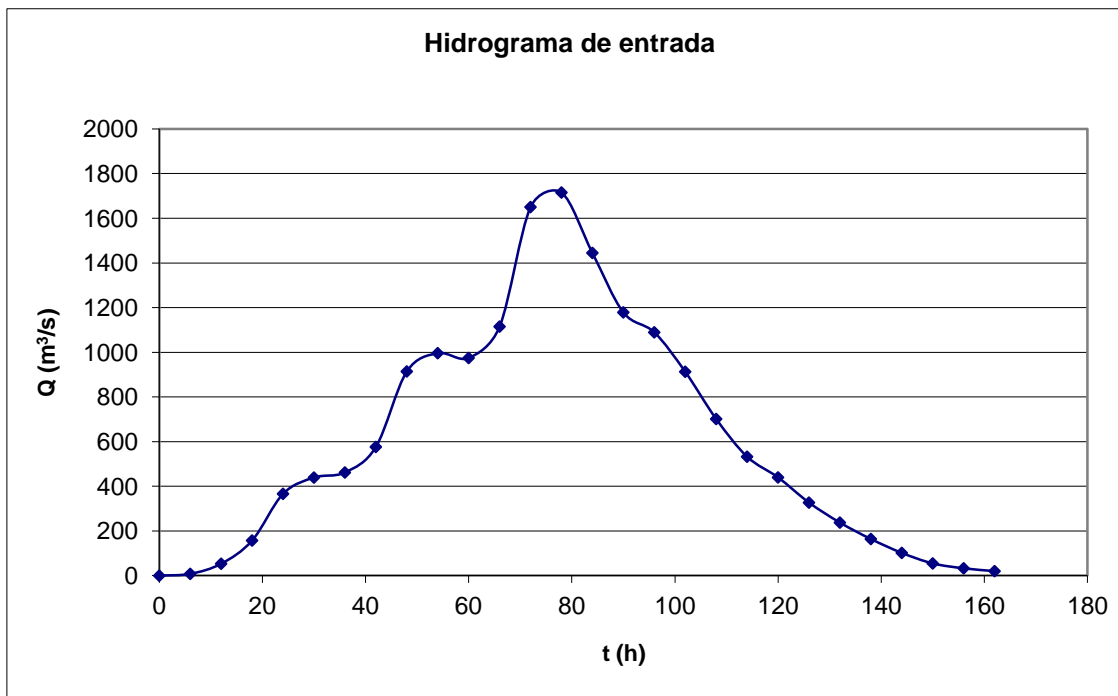


Figura 4.73. Hidrograma de entrada al embalse Necaxa.

Los resultados del hidrograma de entrada, al parecer son muy altos, desafortunadamente no hay información para poder calibrar los modelos y encontrar resultados más apegados a la realidad, debido a que la conformación de la cuenca es muy compleja ya que al estar en algunas zonas muy degradadas la respuesta la cuenca se ha alterado.

4.3.6.4 Análisis estadístico y probabilista de lluvia de la subcuenca de Nexapa

Como ya se comentó en el apartado correspondiente a Necaxa se van a determinar los valores de las lluvias para un periodo de retorno de 10,000 años, utilizando la teoría de eventos extremos; antes de realizar este análisis se tiene que revisar que los registros sean homogéneos e independientes.

Las aportaciones que llegan al vaso de Nexapa son las más importantes del sistema hidroeléctrico de Necaxa, las cuales se juntan con la llamada tercera división, aunque cabe hacer algunos comentarios con respecto a dichas aportaciones: por cuenca natural los gastos son muy pequeños ya que el área de la cuenca es muy pequeña apenas llega a ser de 9.2 km²; por lo que la mayoría de los escurrimientos provienen del túnel de la tercera división, el cual tiene una longitud de 29.67 km. y una capacidad de 40 m³/s.

De esta manera se va a obtener la avenida máxima de la cuenca natural y se va a agregar el gasto de $40 \text{ m}^3/\text{s}$, como la consideración más desfavorable, el gasto del túnel no puede ser mayor, porque las 26 tomas que tiene a lo largo de los 30 km. presentan vertederos laterales los cuales desalojan el exceso de agua en caso que ocurra un evento extraordinario, es decir el túnel no puede transportar más agua de la que fue diseñado.

Pruebas de homogeneidad e Independencia de eventos

Tomando en cuenta los comentarios hechos anteriormente con respecto a las aportaciones que tiene el embalse de Nexapa solamente se va a considerar la estación de Nexapa ya que la cuenca queda dentro del área de influencia de acuerdo a los polígonos de Thiessen (figura 4.74)

En la tabla 4.18 se presenta el resumen de las pruebas de homogeneidad e independencia que se hicieron a los registros de lluvias máximas anuales, las cuales tuvieron resultados satisfactorios. Estas pruebas son necesarias para que se puedan analizar los registros probabilista y estadísticamente.

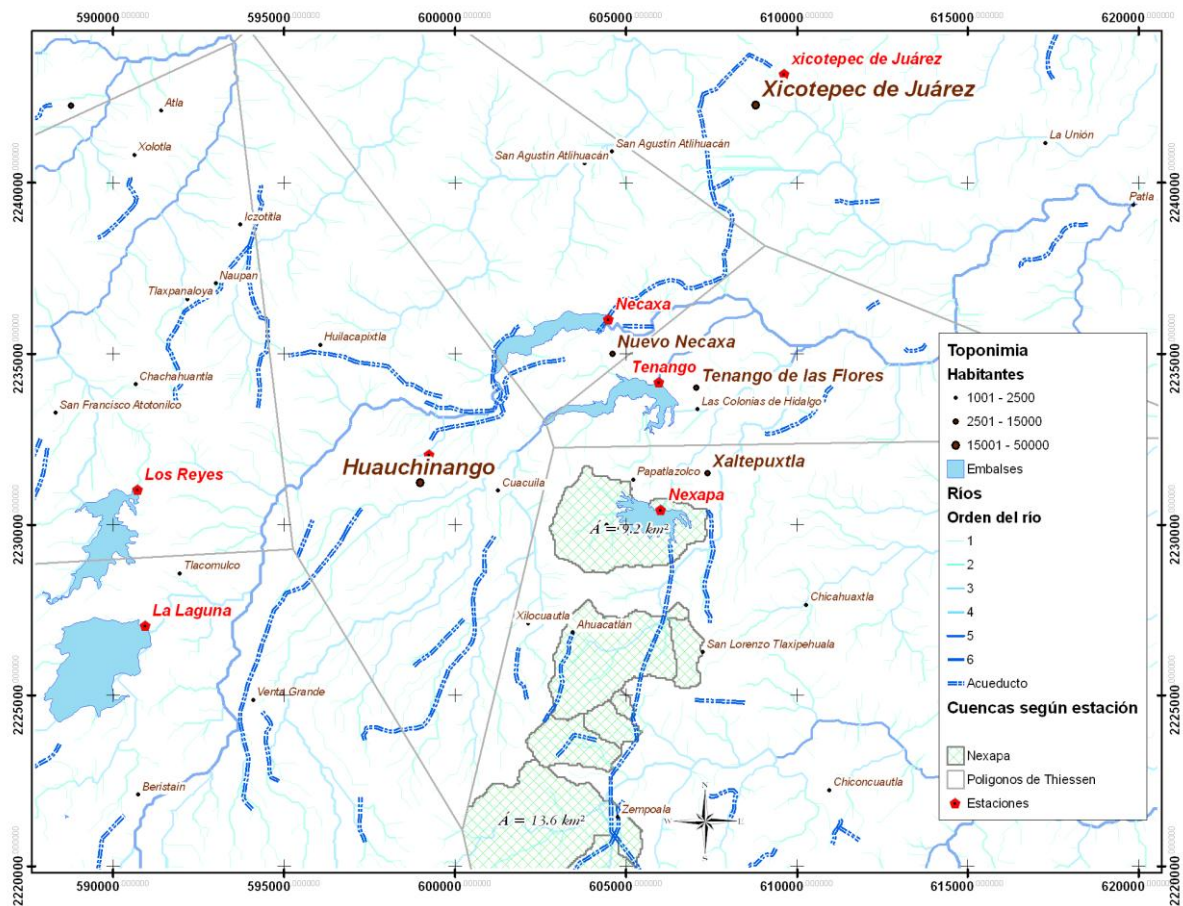


Figura 4.74. Áreas de influencia de las estaciones de acuerdo a los polígonos de Thiessen.

Tabla 4.18. Resumen de las pruebas de homogeneidad e independencia.

ESTACIÓN	PRUEBAS DE HOMOGENEIDAD				PRUEBAS DE INDEPENDENCIA
	Por Helmer	Por la t de student	Por Crammer al 40%	Por Crammer al 60%	Tipo de Serie
Nexapa	No homogenea	Homogenea	Homogenea	Homogenea	Independiente

4.3.6.5 Escurrecimientos máximos para el vaso de Nexapa

Se extrapolaron a un $T_r = 10\ 000$ años las precipitaciones de la estación de Nexapa de acuerdo la teoría de eventos extremos. Como en este caso la cuenca natural esta dentro área de influencia del polígono Thiessen, sólo se utilizó esta estación (tabla 4.19)

Tabla 4.19. Resumen de ajuste de las estaciones Nexapa

ESTACIÓN	FUNCIÓN DE AJUSTE	T_r							
		5	10	50	100	500	1,000	5,000	10,000
Nexapa	Doble Gumbel	135.00	180.53	241.40	260.94	304.14	322.46	364.80	383.12

Con los datos de las lluvias obtenidos de la extrapolación se va a discretizar como en la cuenca de Necaxa con hidrograma unitario obtenido por Domínguez (2000).

Existe varias formas para determinar los escurrimientos directos que se puedan presentar en una cuenca, aunque esos métodos disminuyen considerablemente si no se cuenta con instrumentación hidrométrica y pluviografica, ya que se tienen que determinar de manera indirecta los hidrogramas de salida, dentro de los métodos más utilizados, se encuentra el de la fórmula racional y el hidrograma unitario adimensional, aunque dichos métodos dieron resultados altos, por lo que se optó por el hidrograma unitario geomorfológico HIUG como en la cuenca de Necaxa.

Al no contar con la información adecuada, se empleó el hidrograma unitario geomorfológico para obtener el hidrograma de entrada a la presa, para lo cual se requirieron algunas características geomorfológicas de la cuenca; dichas características se obtuvieron a partir de la información que se generó de la modelación en ArcMap, entre las cuales se tiene el desnivel total del cauce principal de $H = 677$ m, la longitud del colector principal de $L_c = 4.25$ km., y la pendiente de la cuenca $Sc = 0.11$ de esta forma se tiene:

Tiempo de concentración

Kirpich

$$T_c = 0.000325 \left(\frac{L_c^{0.77}}{S_c^{0.385}} \right) = 0.000325 \left(\frac{4250^{0.77}}{0.11^{0.385}} \right) = 0.473h = 28.4\text{min}$$

California Highways and Public Works

$$T_c = \left(\frac{0.8708 L_c^3}{H} \right)^{0.385} = \left(\frac{0.8708 (4.25)^3}{677} \right)^{0.385} = 0.41h = 24.6\text{min}$$

Temez

$$T_c = 0.30 \left[\frac{L_c}{(H/L_c)^{0.25}} \right]^{0.76} = 0.30 \left[\frac{4.25}{(677/4.25)^{0.25}} \right]^{0.76} = 0.344\text{h} = 20.6 \text{ min.}$$

Por lo anterior, de los tiempos obtenidos con las diferentes fórmulas se propone utilizar el promedio de las tres, dando un tiempo de concentración $T_c = 0.307 \text{ h} \approx 20$ minutos.

Con la fórmula racional (ecuación 5.5) se tiene:

$$Q = 0.278i$$

Q, gasto en m³/s

C, coeficiente de escurrimiento

i, intensidad media de la lluvia(mm/hr)

A, área de cuenca (m²)

De acuerdo a las visitas realizadas a la zona de estudio se puede determinar que la cuenca está un poco alterada, conserva parte de su vegetación y se observa

un poco de degradación, por lo que se puede proponer un coeficiente de escurrimiento de 0.5 (Aparicio, 2003).

La intensidad se obtienen a partir de la curva de i-d-t, con una duración de 20 min (0.333 h) y un periodo de retorno de 10,000 años, se tiene $i = 467 \text{ mm / hr}$.

$$Q = 0.278CiA = 0.278 (0.4)(467)(9.2) = 597.2 \text{ m}^3/\text{s}$$

Hidrograma unitario geomorfológico

Al igual que como se analizó la cuenca de Necaxa, se van a realizar los cálculos con HIUG ya que los resultados de la fórmula racional no corresponden con el tamaño y características de la cuenca natural de Nexapa. Por lo tanto se tiene lo siguiente:

Grado de bifurcaron

	ω	$N\omega$	$\text{Log}(N\omega)$	$\omega * \text{Log}(N\omega)$	ω^2
	1	21	1.32221929	1.32221929	1
	2	12	1.07918125	2.15836249	4
	3	5	0.69897	2.09691001	9
$\Sigma =$	6	38.00	3.10	5.58	14.00
promedios	2	12.67	1.03	1.86	4.67

$$n = 3$$

$$\text{pendiente} = -0.312$$

$$R_B = 2.049$$

Grado de longitud

	ω	$L(\omega)$	$\text{Log}(L(\omega))$	$\omega \cdot \text{Log}(L(\omega))$	ω^2
	1	390.25619	2.5913498	2.5913498	1
	2	1245.57	3.09536814	6.19073628	4
	3	4525	3.65561858	10.9668558	9
$\Sigma =$	6	6160.83	9.34	19.75	14.00
promedios	2	2053.61	3.11	6.58	4.67

n = 3
 pendiente = 0.532
 $R_L = 3.405$

Grado de Área

	ω	$A_w \text{ (km}^2\text{)}$	$\text{Log}(A_w)$		
	1	0.24095236	-0.61806881	-0.61806881	1
	2	1.399153	0.14586521	0.29173042	4
	3	9.15495	0.96165598	2.88496793	9
$\Sigma =$	6	10.80	0.49	2.56	14.00
promedios	2	3.60	0.16	0.85	4.67

n = 3
 pendiente = 0.790
 $R_A = 6.164$

Empleando el método de lluvia escurrimiento el HIUG, se obtuvo hidrograma para una duración en exceso de 6 hr., según se muestra en la figura 4.75

Por los datos de las lluvias promedio máximas para uno, dos, tres cuatro y cinco días se determinó el hietograma unitario, para distribuir las lluvias de los cinco días a cada seis horas (Domínguez, 2000) de a cuerdo con la precipitación media obtenida anteriormente de 382 mm como se puede observar en la tabla 4.20.

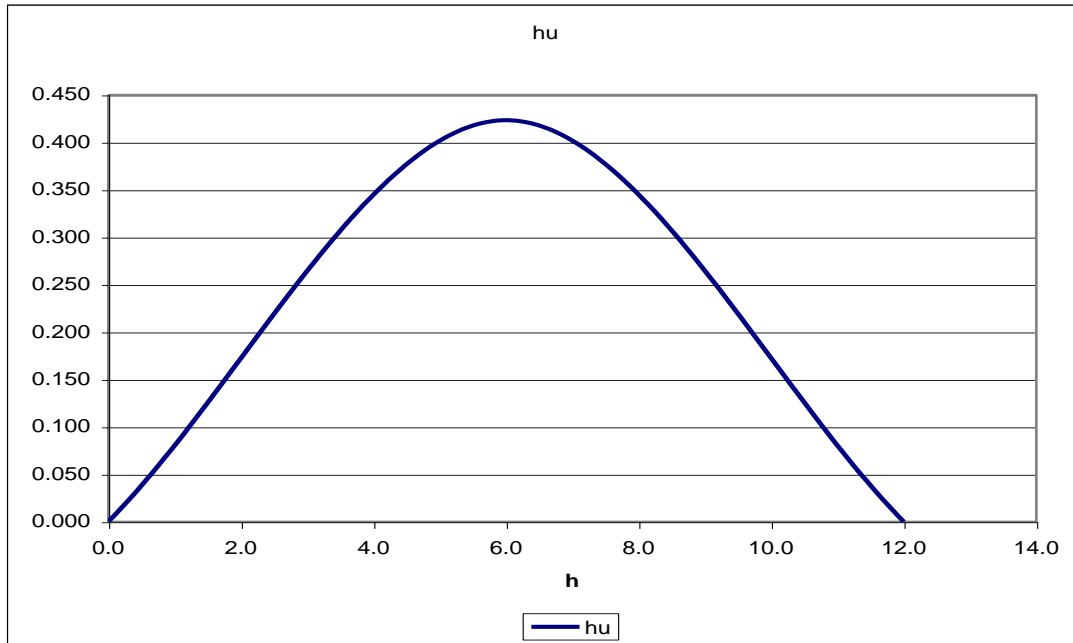


Figura 4.75. Hidrograma unitario geomorfológico.

Tabla 4.20. Hietograma de lluvia efectiva

hp = 383.12 mm

Días	Hietograma unitario	P días	P hr	P mm	P _{ef} mm
1	29%	111.1048	6 12 18 24	11.1 16.7 66.7 16.7	7.2 10.8 43.3 10.8
2	58%	222.2096	6 12 18 24	22.2 33.3 133.3 33.3	14.4 21.7 86.7 21.7
3	100%	383.12	6 12 18 24	38.3 57.5 229.9 57.5	24.9 37.4 149.4 37.4
4	33%	126.4296	6 12 18 24	12.6 19.0 75.9 19.0	8.2 12.3 49.3 12.3
5	12%	45.9744	6 12 18 24	4.6 6.9 27.6 6.9	3.0 4.5 17.9 4.5

De esta manera, con los valores del HIUG y el hietograma se tiene el hidrograma de entrada como se muestra en la figura 4.76.

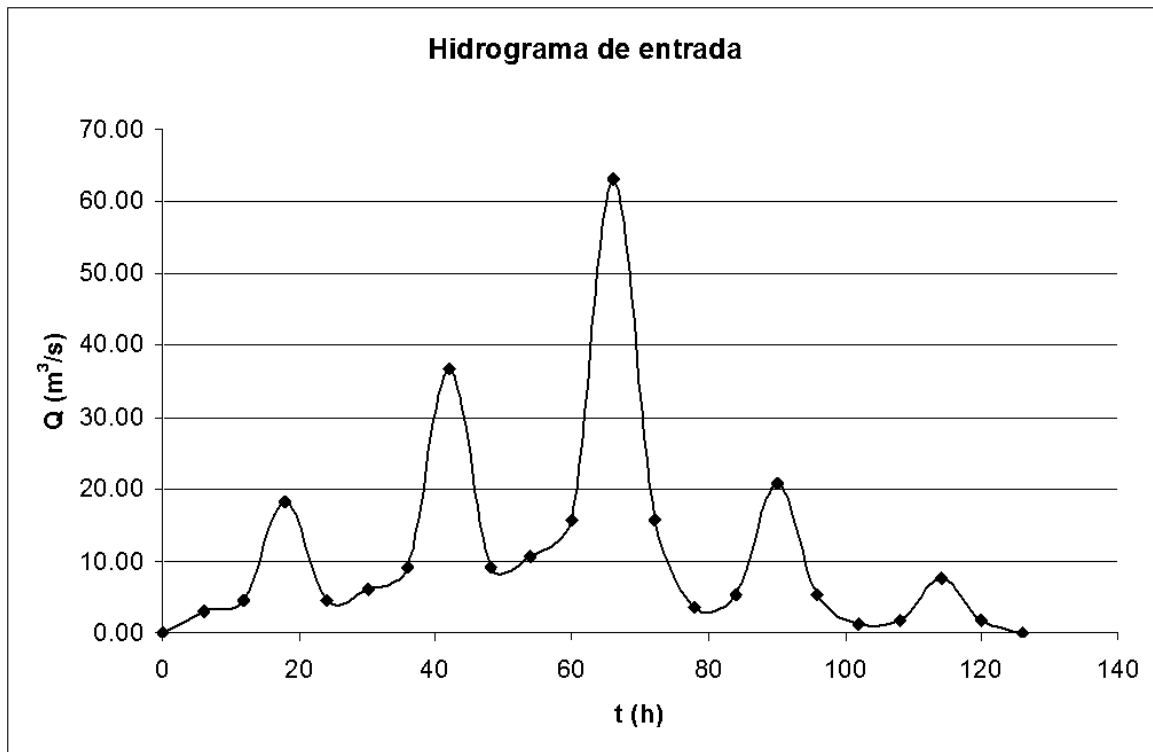


Figura 4.76. Hidrograma de entrada al embalse Nexapa

Los resultados del hidrograma de entrada, para la cuenca de Nexapa están en el orden del tamaño y características de la cuenca por lo que se puede considerar como buenas aunque al igual que en la cuenca de Necaxa, lo recomendable es que se recabara información tanto de escurrimientos como de lluvias para calibrar los modelos.

4.3.6.6 Conclusiones

En las dos gráficas de la política de operación se observan problemas en el volumen de generación eléctrica, aunque se puede apreciar que el volumen que se almacena en la presa Necaxa amortigua mucho ese déficit. Con Necaxa el déficit es de alrededor del 12%, mientras que sin Necaxa el déficit es del 45% (3 veces más), esto sólo en el mes más desfavorable ya que también se aumenta el número de meses con déficit.

Sobre la política de los embalses de manera individual, hay muy poco que hacer al respecto, como se observa en las figuras, el volumen que almacenan los embalses está por debajo del necesario para la generación de energía eléctrica y también debajo de los volúmenes medios del sistema por lo que hay que mantenerlas llenas los meses de agosto a febrero del siguiente año y después comenzar la descarga; esto indica que los volúmenes que entran de otras cuencas, es considerable.

En los meses de vaciado de los embalses, parece ser más conveniente vaciar todas las presas y tratar de dejar llena sólo la presa de Necaxa para minimizar las pérdidas de evaporación y la filtración.

Es necesario señalar que si se recupera el volumen del embalse de Tenango ayudaría a disminuir los déficits sobre todo en las alternativas 1, 2 y 3

También es importante mencionar que este estudio está basado en muy poca información que para el desarrollo de la Ingeniería Conceptual representa cómo se comporta el SHN, sin embargo para estudios más precisos (Ingeniería de Detalle) es necesario contar con información detallada, de buena calidad y en cantidad suficiente.

Con respecto a los hidrogramas de entrada al embalse, se consideró el hietograma unitario determinado por el Instituto de Ingeniería, en este estudio analizó el tren de avenidas según el evento del 1999 con la tormenta tropical número 11, los resultados obtenidos están por arriba de estudios similares realizados en la región, por lo que se recomienda instrumentar la cuenca tanto en la medición de gastos, como de lluvias, para que los modelos de lluvia escurrimiento estén bien calibrados y los resultados estén más apegados a las condiciones geomorfológicas de la cuenca.

4.4 VARIABILIDAD Y TENDENCIAS DE LA PRECIPITACIÓN ASOCIADAS AL CAMBIO CLIMÁTICO Y EL FENÓMENO DEL NIÑO

La climatología describe estadísticamente el comportamiento normal de la atmósfera en un determinado lugar. La fuente de información la constituyen los registros diarios obtenidos de las estaciones climatológicas distribuidas en el área de interés. Las variables principales son precipitación, temperatura, humedad y presión atmosférica.

En las centrales hidroeléctricas, la energía aprovechada es la caída del agua, cuya fuente es la precipitación pluvial. Debido a esto, es necesario analizar la historia de su comportamiento en la zona, así como los escenarios probables en las próximas décadas.

El objetivo es caracterizar la variabilidad del clima y sus tendencias, que permita evaluar y ajustar los escenarios climáticos en las próximas décadas, en la región norte del estado de Puebla, específicamente en la zona aledaña al Sistema Hidroeléctrico Necaxa (SHN).

4.4.1 Reconocimiento de la zona

El SHN se localiza en la Sierra Norte del estado de Puebla y algunas de las cuencas de las que se alimenta se internan en el estado de Hidalgo, e incluso, aunque en mucho menor grado, en Tlaxcala.

Precisamente el hecho de que se localice en una zona serrana, tiene un efecto de forzamiento orográfico, lo que favorece el desarrollo de actividad convectiva, o amplifica su intensidad.

Esta zona es de lluvias moderadas en la parte sur a intensas en la parte norte, especialmente hacia el Noroeste, pues van de unos 600 a 2800 mm anuales en promedio. Esta zona está relativamente cercana al Golfo de México, por lo que

dependiendo de la circulación atmosférica entra humedad en mayor o menor grado. Por esta misma razón, los efectos de fenómenos meteorológicos como tormentas, depresiones y huracanes se presentan frecuentemente. Otros fenómenos con alta incidencia en la zona, son los "Nortes", que también provocan precipitación importante.

La figura 4.77 muestra un mapa de la precipitación anual promedio, obtenida a partir de la base de datos climatológica nacional CLICOM, administrada por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) de la CONAGUA. La recuperación de esta información se consiguió con la herramienta ERIC III (Extractor Rápido de Información Climatológica)

A pesar de que la información de esta base de datos tiene huecos, y se necesita de una revisión más exigente a la calidad de los datos, resulta de gran utilidad para arrancar un estudio detallado.

Precisamente, en la figura 4.78 se puede apreciar el efecto de la sierra sobre las precipitaciones. Los mapas se generan interpolando numéricamente con los valores en cada estación, sin tomar en cuenta la orografía, y sin embargo se marca claramente la región montañosa.

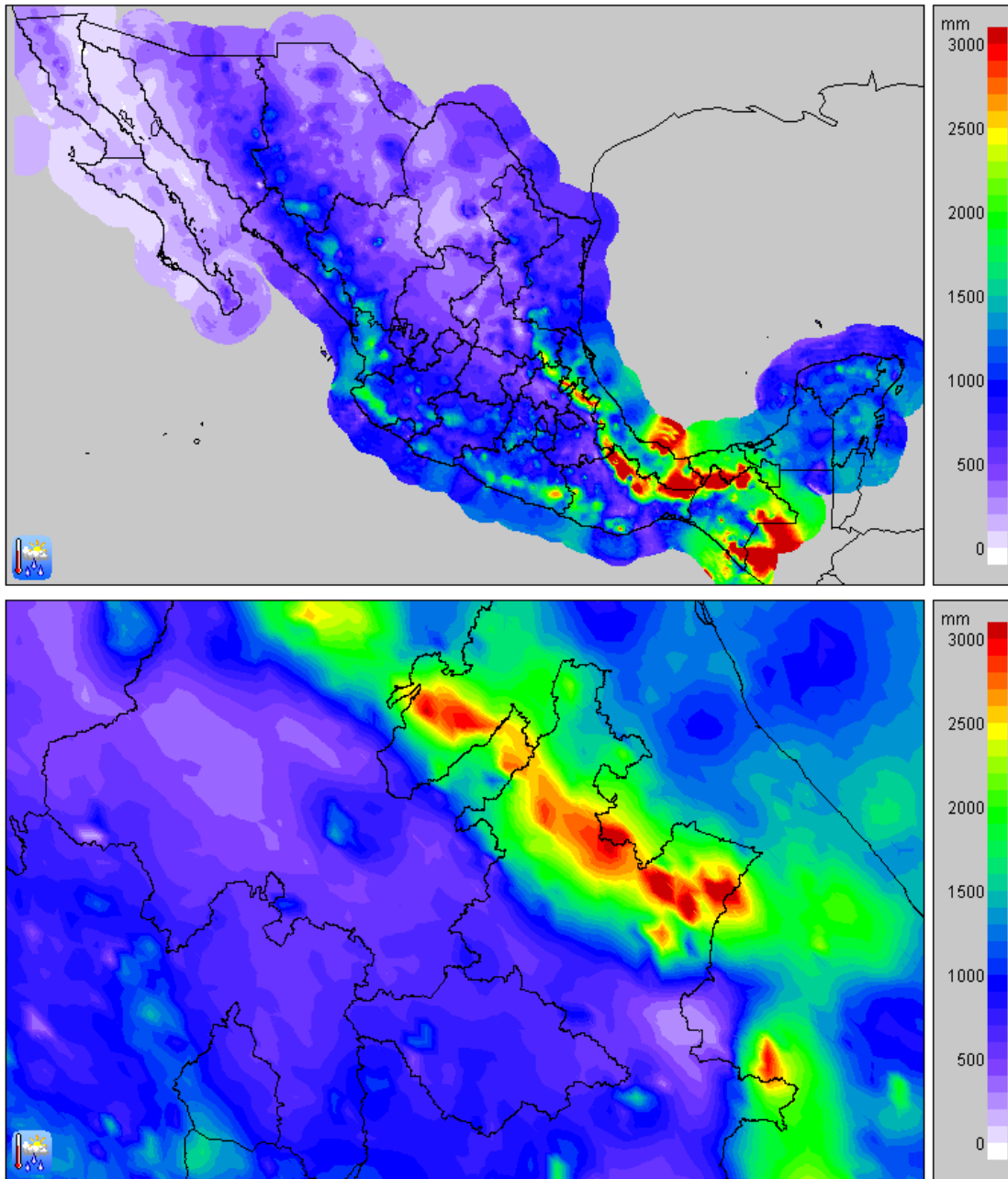


Figura 4.77. Mapa de precipitación anual promedio. Arriba dominio nacional, y abajo acercamiento a la zona de estudio. Datos de CLICOM y mapas obtenidos con ERIC III. (Sánchez y Sosa, 2009)

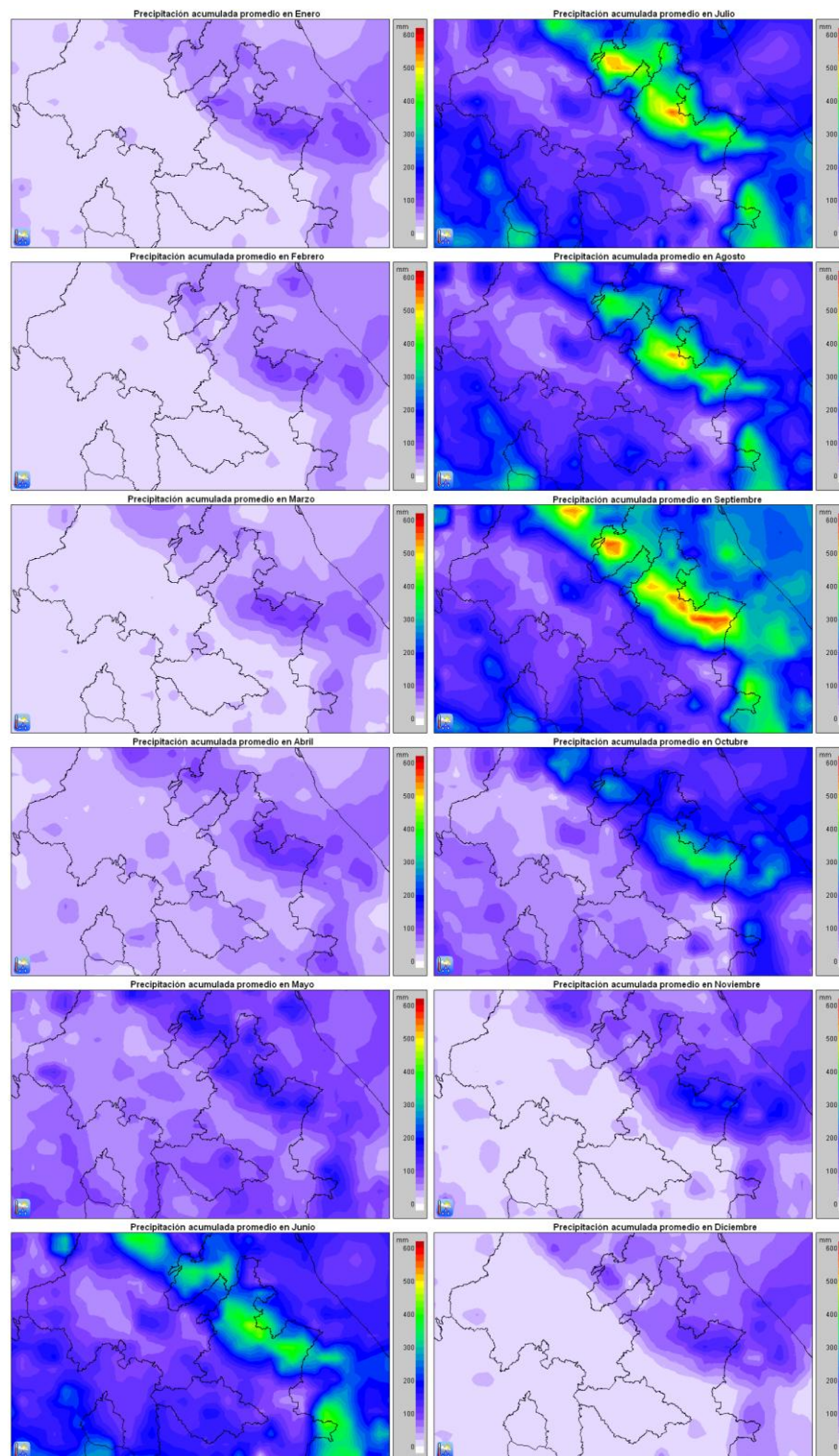


Figura 4.78. Mapas de precipitación mensual promedio. Datos de CLICOM y mapas obtenidos con ERIC III. (Sánchez y Sosa, 2009)

En cuanto a la distribución de la precipitación en el ciclo anual, la precipitación más intensa se presenta normalmente en los meses de Junio a Octubre, especialmente de Julio a Septiembre, como se puede apreciar en la figura 4.78, en donde se muestra un mapa de la zona de interés para cada mes. Estos mapas también se obtuvieron con información de CLICOM, utilizando ERIC III, y en ellos se puede observar cómo, aún en invierno, se presenta precipitación en la vertiente oriente de la sierra.

De igual forma, se pueden estudiar fenómenos específicos como la depresión tropical número 11 a principios de Octubre de 1999, cuyos efectos en esta zona fueron severos. La figura 4.79 muestra los mapas de precipitación diaria del 1 al 6 de Octubre de 1999. La paleta de colores utilizada es útil para precipitaciones de hasta 150 mm diarios, pero en este caso se registraron precipitaciones de hasta 409.5 mm en un par de estaciones de Papantla, y en Puebla se midieron precipitaciones de más de 320 mm en estaciones de Teziutlán, Zacapoaxtla y Xicotepec el día 5 de Octubre. El problema fue tan severo pues el día anterior también se había precipitado una cantidad muy importante, de más de 340 mm en Teziutlán, Zacapoaxtla, de 285 en Huauchinango y de más de 250 en Xicotepec.

Toda esta precipitación la recogen varias cuencas, y mediante un complejo sistema de túneles y canales, y se va almacenando en 5 vasos principales, La Laguna, Los Reyes, Nexapa, Tenango y Necaxa. La energía se va aprovechando por etapas en las centrales de Tezcapa, Necaxa, Tepexic y Patla, en ese orden.

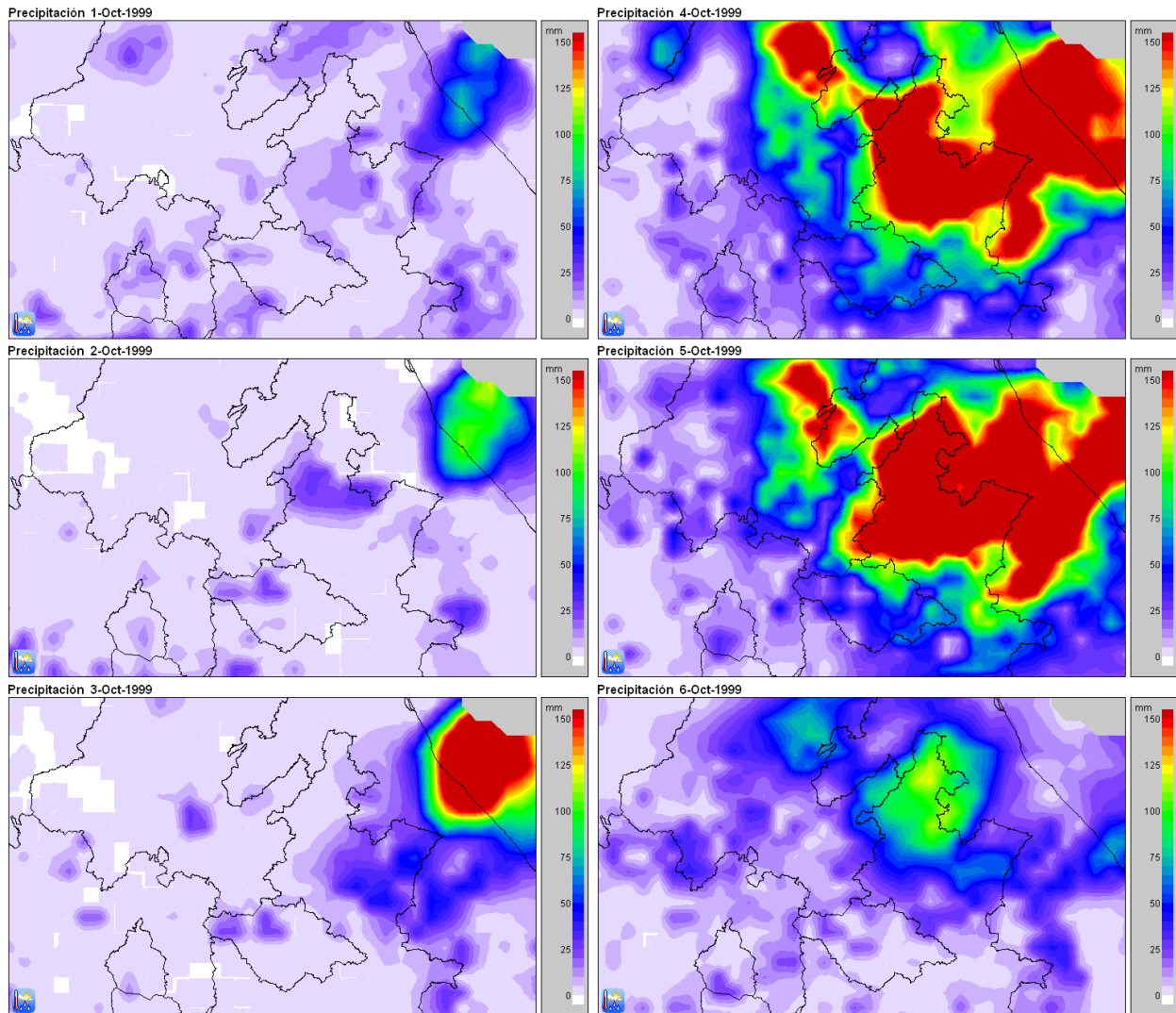


Figura 4.79 Mapas de precipitación diaria durante la depresión tropical No. 11 en Octubre de 1999. Datos de CLICOM y mapas obtenidos con ERIC III. (Sánchez y Sosa, 2009)

La figura 4.80 muestra un mapa con las cuencas del área de interés. Se muestran en café los límites de las cuencas, con puntos verdes las ubicaciones de las cortinas de los vasos, con magenta las centrales hidroeléctricas y con rojo se demarca la zona del estudio hidrológico. El agua almacenada en la presa de la Laguna, se envía a la de Los Reyes y de aquí se pasa a la cuenca de la presa

Necaxa. Desde la Laguna también se puede tomar agua para una pequeña central, Tezcapa, de poca capacidad de generación, y que descarga en el río Necaxa.

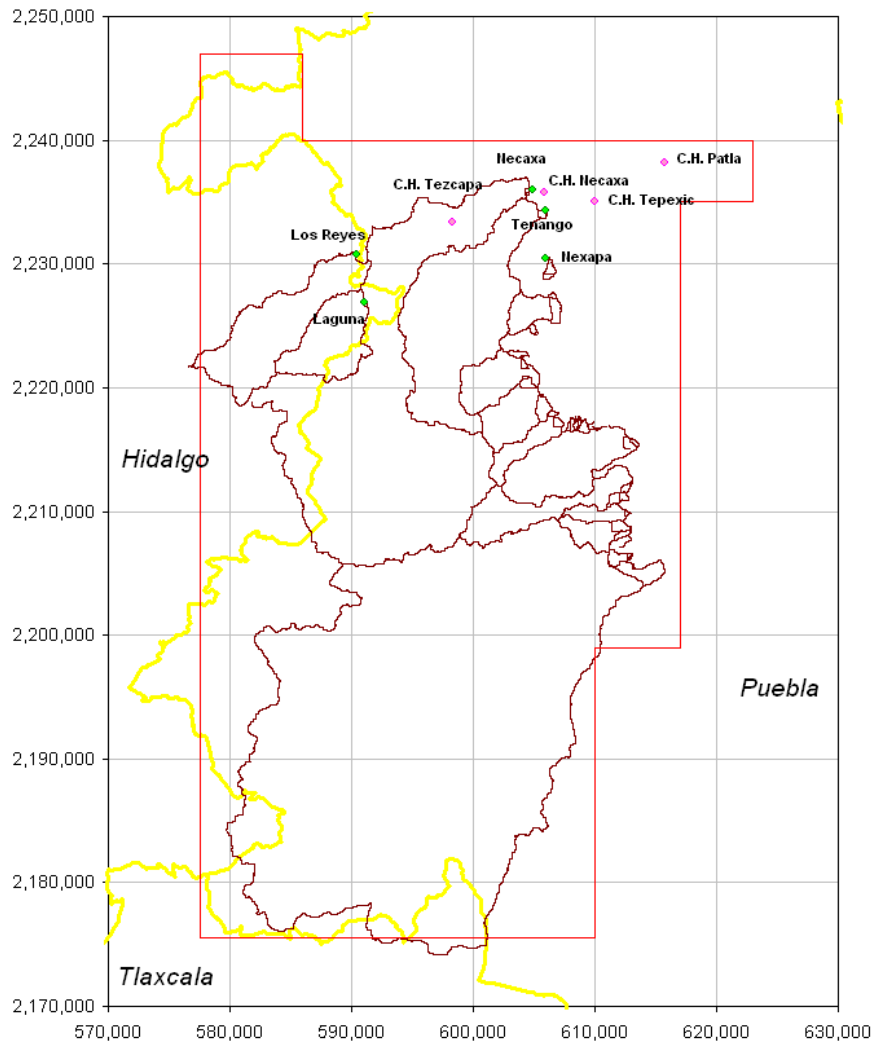


Figura 4.80. Cuencas en el área de estudio. (Sánchez y Sosa, 2009)

Por otro lado, el agua recogida por la llamada 3ª división, comprendida principalmente por las cuencas de Chignahuapan y Zacatlán se almacena en la presa Nexapa, de donde se trasvasa a la presa de Tenango, y de ahí se lleva

también a la presa Necaxa. Esta sección aporta una cantidad importante de agua, a pesar de que es en donde se presentan las precipitaciones más moderadas, pues cubre una gran extensión.

La pequeña presa de Acatlán, cuya función es de distribución, cuenta con una derivación hacia la cuenca de la presa Necaxa mediante un túnel. El cauce normal llega a la presa Tenango. Así pues, en la presa Necaxa se recoge prácticamente el total del volumen del agua que se utiliza en la generación, a excepción de algunos aportes en las corrientes naturales entre una y otra central hidroeléctrica.

4.4.2 Información hidroclimatológica

Con el fin de mejorar la solidez de los análisis estadísticos, se conjuntó la información proveniente de distintas fuentes. La información climatológica que se utilizó proviene principalmente de 2 fuentes: CLICOM y LyFC.

La base de datos climatológica nacional CLICOM, que es administrada por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) de la CONAGUA. Esta base de datos consiste en información diaria de diferentes variables, principalmente precipitación, temperaturas máxima y mínima y evaporación. Existe información de más de 5000 estaciones, iniciando para algunas cuantas a principios del siglo XX, y se actualiza periódicamente. La mayor cantidad de registros se corresponde al periodo 1960 a 2007, y para muy pocas llegan al 2008.

Por otra parte, en los informes hidrológicos diarios del Departamento Necaxa de LyFC se reportan precipitación (en las centrales, vasos y otros puntos de interés), derrames, generación, almacenamiento y gastos. LyFC guardaba estos informes en libros de Excel, uno por mes, en el que se incluye una hoja de cálculo por cada día de ese mes. Algunos campos son calculados, como el gasto utilizado para generación. La información digitalizada, corresponde al periodo de 1960 al 2008.

La tabla 4.21 presenta la relación de estaciones de CLICOM que están dentro o muy cerca del área de estudio, así como la correspondencia detectada con los informes hidrológicos diarios del departamento de Necaxa de LyFC. Algunas de las estaciones de CLICOM aparentemente pertenecen a LyFC, como la número 21044 en Huauchinango, pero no se encontró una lectura correspondiente en los informes hidrológicos de LyFC. Por otro lado, hay 3 estaciones reportadas por LyFC que no se encontraron en CLICOM.

La base de datos que se desarrolló para este estudio se denomina IHCN (Información HidroClimatológica de Necaxa). Cuenta con el catálogo de estaciones y dos catálogos más para identificar la fuente de la información y la cuenca a la que pertenece (Sánchez y Sosa, 2009).

Tabla 4.21. Relación de estaciones de CLICOM en la zona de estudio, y su correspondencia con datos de LyFC.

Edo.	CLICOM	Nombre	Longitud	Latitud	Alt.	LyFC
Hgo.	13034	TENANGO DE DORIA (SMN)	-98.217	20.350	1550	
Hgo.	13082	PRESA LA ESPERANZA	-98.333	20.050	2210	
Hgo.	13085	PRESA TEZOYO, ALMOLOYA	-98.267	19.850	2590	
Hgo.	13094	ACAXOCHITLAN, (DGE)	-98.200	20.150		
Hgo.	13099	METEPEC, METEPEC	-98.317	20.233	225	
Hgo.	13107	TEPEHUACAN DE GUERRERO	-98.200	20.333		
Hgo.	13132	EL TEPOZAN, ALMOLOYA	-98.250	19.783	2630	
Hgo.	13134	ACAXOCHITLAN (C.E.R.P)	-98.200	20.167	2200	
Hgo.	13146	TENANGO DE DORIA	-98.217	20.333	1650	
Pue.	21006	AHUACATLAN, AHUACATLAN	-97.950	20.083	1360	
Pue.	21008	AQUIXTLA, AQUIXTLA (CFE)	-97.950	19.800	2310	
Pue.	21021	CAPULUAQUE, TETELA DE O.	-97.767	19.783	2200	
Pue.	21022	CARMEN DIV. NECAXA CLFC	-97.933	19.933		S.E. CARMEN
Pue.	21036	EL CARMEN, AHUAZOTEPEC	-98.133	20.083	1700	
Pue.	21037	EL PAREDON, CHIGNAHUAPAN	-98.267	19.867		
Pue.	21041	COAMANALA (DIV. NECAXA),	-98.000	20.067		COAMANALA
Pue.	21042	HONEY, CHILA HONEY	-98.200	20.250	2002	
Pue.	21044	HUAUCHINANGO (DIV. NECAXA)	-98.050	20.183	1575	
Pue.	21047	IXTACAMAXTITLAN (CFE)	-97.817	19.617	2175	
Pue.	21057	MAPILCO, XOCHITLAN	-97.900	19.983	680	
Pue.	21058	NECAXA (DIV. NECAXA),	-98.000	20.217	1364	C.H. NECAXA
Pue.	21062	PATLA (DIV. NECAXA),	-97.883	20.233		C.H. PATLA
Pue.	21066	PUEBLO NVO., CHIGNAHUAPAN	-98.083	19.950	2700	
Pue.	21076	SAN LORENZO (DIV. NECAXA)	-97.983	20.133	1450	
Pue.	21085	TENANGO (DIV. NECAXA),	-97.967	20.183	1365	VASO TENANGO
Pue.	21088	TEPEXIC (DIV. NECAXA)	-97.900	18.967	687	C.H. TEPEXIC
Pue.	21097	TLAXCO (DIV. NECAXA),	-97.967	20.050	1540	TLAXCO
Pue.	21099	TOMA NUM 26 (DIV. NECAXA)	-97.933	19.933	1590	
Pue.	21106	ZACATLAN (DIV. NECAXA),	-97.950	19.933	2050	ZACATLAN
Pue.	21107	ZACATLAN, ZACATLAN	-97.967	19.950	2059	
Pue.	21112	ZEMPOALA (DIV. NECAZA)	-98.000	20.067	1480	ZEMPOALA
Pue.	21118	HUAUCHINANGO, (SMN)	-98.050	20.183	1472	
Pue.	21121	NEXAPA (DIV. NECAXA),	-98.000	20.183	1365	VASO NEXAPA
Pue.	21125	LAGUNA (DIV. NECAXA),	-98.000	20.067		VASO LAGUNA
Pue.	21126	LOMA ALTA, CHIGNAHUAPAN	-98.083	19.950	2150	
Pue.	21127	XICOTEPEC DE JUAREZ, SMN	-97.950	20.283	1155	
Pue.	21130	LOS REYES (DIV. NECAXA),	-98.133	20.167		VASO LOS REYES
Pue.	21135	PATLA, XICOTEPEC (CFE)	-97.950	20.283	384	
Pue.	21140	CHIGNAHUAPAN, (DGE)	-98.033	19.833	1280	
Pue.	21190	VENTA GDE. HUAUCHINANGO	-98.100	20.117		
Pue.	21204	NEXAPA, HUACHINANGO	-97.983	20.183	1350	
Pue.	21209	LOS HUMEROS, CHIGNAUTLA	-98.200	20.000	1200	
Pue.	21210	AHUAZOTEPEC, AHUAZOTEPEC	-98.150	20.033	2459	
Pue.	21218	TEPEZINTLA DE GALEANA	-98.017	20.283	1550	
Tlax.	29012	LA GLORIA, TLAXCO (CFE)	-98.200	19.667	2850	
Tlax.	29052	EL ROSARIO, TLAXCO	-98.229	19.655	2635	
Pue.						C.H. TEZCAPA
Pue.						S.E. EL SALTO
Pue.						MOYOTLA

Los datos observados consisten en información diaria, por lo que se cuenta con tablas para precipitación, temperatura, gasto, nivel y almacenamiento. El acceso a un registro en particular se consigue con la clave de la estación y la fecha. Existen dos campos para clasificar el valor que contiene: estimado (valor calculado con algún método para rellenar huecos) y dudoso (cuando en el proceso de validación se detectó como un valor fuera de rango o del esperado).

En el caso de temperatura observada, se cuenta con información de las lecturas que se toman en la mañana de cada día, correspondientes a la temperatura máxima y mínima, por lo que existe un tipo de tablas que incluye estos dos valores.

Aunque en estricto sentido no son necesarias, puesto que la información se puede determinar con los datos diarios, se incluyeron tablas para resúmenes mensuales. En el caso de precipitación se trata de lluvia acumulada, y en las demás variables se trata de promedios. Al igual que en el caso de datos diarios, para temperatura también se cuenta con campos para valor mínimo y máximo.

4.4.3 Estadística básica

Una vez asentada la información en la base de datos, es posible realizar estadística, recuperando la información con diversas instrucciones eficientemente. A partir de estos resultados, resulta natural estudiar la anomalía de la precipitación, que es la desviación de un valor dado respecto a la normal o al promedio. De esta forma

se puede ver, por ejemplo, en qué medida un año en particular fue más lluvioso o seco, y como se distribuyó en el ciclo anual. Para un análisis más riguroso, en especial para proyecciones del orden de décadas, se deben incluir los efectos del Niño y el cambio climático global.

Con el fin de realizar un análisis climático de gran escala, es necesario contar con una serie de tiempo representativa del área de estudio, lo más larga y continua que sea posible. En el caso del SHN, la estación con la mayor cobertura en el tiempo es la de Huauchinango (SMN) de la base de datos de CLICOM, pues se cuenta con información desde fines de 1921 hasta el 2006, con algunos huecos. Otras estaciones, como Tenango de Doria, Xicotepec (SMN) y Ahuacatlán inician en los 40s, mientras que muchas otras inician en los 60s, como las propias de LyFC.

Para realizar una comparación, primero se seleccionaron las estaciones del área que tuviesen la mayor cantidad de información (más del 75%) en el periodo 1961-1990. Por otro lado, se aseguró que estas estaciones estuvieran repartidas en las distintas zonas pluviales. Para ello se obtuvieron las isoyetas en los periodos Mayo-Octubre y Noviembre-Abril, así como las anuales. Debido a que la forma era similar en todas ellas, se clasificaron en tres regiones por precipitación anual: hasta 1000 mm, de 1001 a 2000 mm, y más de 2000.

Se filtraron los meses en los cuales faltaba el dato de alguna de estas 12 estaciones, de tal forma que en cada registro existía el valor de precipitación

mensual para todas ellas. A continuación se obtuvo un promedio numérico en cada mes, y se buscó la correlación de los datos de cada una de las estaciones con el promedio.

4.4.4 Escenarios del cambio climático en el SHN

Con el uso de los datos obtenidos mediante simulaciones numéricas obtenidas de Modelos de Climáticos de Circulación General (MCCG) para el período 2002-2099, se obtuvieron los escenarios de lluvia y temperatura para la región de interés. Se usó un conjunto de salidas de MCCG para definir el patrón más probable a observarse de cambio en las variables de lluvia y temperatura, para las próximas décadas.

Para hacer una proyección del futuro del sistema climático se hace uso de modelos numéricos que simulan de forma separada o acoplada la evolución del clima en el tiempo. Los llamados MCCG son la herramienta objetiva más poderosa que se dispone para pronosticar el clima que se observará en los próximos meses, años o décadas. Todos ellos están basados en principios de la física y química, y continuamente se les incorporan esquemas que son el estado del arte en las ramas de conocimiento involucradas.

El sistema climático es caótico, esto significa que no será posible conocer con precisión absoluta el estado futuro del clima, pues casi es imposible saber de manera

exacta el estado de cualquier sistema, y cualquier error en la estimación de su estado inicial, nos llevara al integrar en el tiempo a un estado diferente al que se observará en un tiempo futuro. En otras palabras no podemos aplicar nuestra visión determinista de que un estado final de un sistema es el resultado de proceso de evolución único que partió de un estado inicial determinado.

Para este estudio, son necesarios dos conjuntos de datos: datos climatológicos observados y proyecciones de cambio climático.

Los datos de los modelos se obtienen mediante una interfase WEB cuyo acceso se realiza previo registro del usuario. Los datos están organizados por modelo y escenario, en datos diarios y mensuales, en archivos que contienen sólo una variable ya sea de altura o de superficie, y en ocasiones son separados en archivos que contienen una o más décadas de datos. Las variables que se utilizaron en este estudio son la lluvia y la temperatura a 2 m de altura.

4.4.4.1 Resultados del ensamble de los MCCG

Se escogió el período de 1961-1990 para calcular los valores medios climatológicos de la lluvia y temperatura, y es con lo que se compara con los valores proyectados por los modelos. La diferencia entre estos últimos con el valor medio es lo que denominamos anomalía o incremento respecto al valor promedio.

La región Necaxa bajo el escenario A2 en la década de 2011-2020, presentará para los meses de invierno una disminución de la lluvia para los meses de invierno, Diciembre a Febrero, entre 5% y 17%. Si bien no es la época de mayor precipitación, es de considerar pues es probable que se vea modificado el efecto del paso de los frentes fríos (Nortes), que a su paso son los aportadores principales de las lluvias en esta región en esta época del año. Por otro lado en la primavera se espera sea más seca, entre normal y hasta un 8% por abajo de lo normal. De igual forma, en los meses de Julio y Agosto, ya en el verano, hasta 5% por abajo de lo normal. Para terminar, con un Otoño donde se nota un Septiembre con lluvia de hasta 3% por arriba de lo normal, mientras Octubre y Noviembre son más secos

Para la década de 2021–2030, las anomalías se hacen más negativas en todo el año con excepción de Junio, nada lejos de lo normal (2%), mientras que en el otoño, en Octubre aparecen anomalías positivas de hasta de 4% a 8.5%. En esta región se observa en los datos la señal climatológica de la sequía intraestival o “canícula”, que se identifica como un mínimo relativo de la lluvia de verano en los meses de julio y agosto, y que su variabilidad tiene cierto impacto en la agricultura de temporal y en la tasa de escurrimiento en las cuencas.

En las décadas 2031-2040 y 2041-2050, se hace más claro la tendencia de la lluvia en disminuir a lo largo del año, meses como Marzo, Junio y Octubre, que presentaban anomalías positivas para la década 2011-2030, cambian a ser negativas, aunque curiosamente las anomalías de Mayo cambian de negativo a

positivo. De acuerdo con estos resultados, esto tiene impacto directo en cuanto a disponibilidad de agua en las cuencas de esta región.

En cuanto a los resultados de la temperatura, estos resultan mucho más confiables dada la coincidencia de todos los modelos en que los incrementos son positivos sobre la región Necaxa y las anomalías se incrementan durante todos los meses del año, conforme se avanza en las décadas del siglo XXI.

A partir de estos resultados se encuentra que en general, bajo el escenario A2⁹, los modelos muestran tendencias muy claras en cuanto a la lluvia y temperatura a 2 m de altura en la región de Necaxa.

La lluvia media anual tiende a disminuir, por un lado por una posible disminución del aporte de lluvia por el paso de frentes fríos, ya sea que varía su frecuencia, o su intensidad o ambas. En el verano existe una disminución en la lluvia y cuya variación de patrón de primavera a verano es parecido al que se presenta en años en que ocurre un evento "El Niño".

⁹ Actualmente se han definido los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero desde los más optimistas como el B1, A1B, como los pesimistas como el A2 y A1F. Observando las tasas de emisiones más recientes según el 4º Reporte Especial del IPCC y trabajando ya bajo los acuerdos y compromisos entre países resultado del protocolo de Kyoto, se concluye que se está viviendo el estado de emisiones estimado por los escenarios más pesimistas. Si bien puede hacerse el ejercicio de realizar los escenarios de cambio climático en lluvia bajo la estimación optimista para la región de Puebla, no será realista el análisis para el futuro, en función del estado actual de emisiones de gases de efecto invernadero. Por esto, se muestran los resultados para el escenario A2 únicamente, pues los resultados del escenario A1F no ha sido realizado con excepción de 2 o 3 instituciones.

Es posible identificar en la región de Necaxa la ocurrencia de la canícula cuyo mínimo relativo en la lluvia se intensificará. Las anomalías negativas en la lluvia se intensificarán conforme avance el siglo XXI.

Los MCGG son la principal herramienta del conocimiento que se tiene para predecir la evolución del clima. Si bien son capaces de reproducir aceptablemente procesos climatológicos y patrones de lluvia y temperatura de gran escala sobre la región de México, tienen deficiencias importantes, como por ejemplo no poder producir sistemas tropicales como los ciclones o huracanes, que hacen importantes aportes en la lluvia sobre esta región. Parte de estas deficiencias se deben a la baja resolución en que trabajan y de carecer de la física interna para generar las perturbaciones que dan origen a los ciclones tropicales.

Como trabajo futuro se planteó la posibilidad de utilizar técnicas dinámica y estadísticas más refinadas para precisar el rango de incertidumbre asociada a cada variable analizada para el escenario de cambio climático correspondiente.

4.4.5 Análisis climático de gran escala (Temporal y espacial)

Para lograr la mejor evaluación de las alternativas de la repotenciación del SHN se evaluaron las tendencias climáticas de las cuencas hidrológicas que abastecen de agua al SHN. Para ello, fue importante considerar tanto la variabilidad natural del clima como el denominado cambio climático.

En cuanto a la variabilidad natural es importante considerar las fluctuaciones climáticas globales de largo plazo, desde aquellas de solo de decenas de años de hasta aquellas de milenios, que generan tendencias de aumento o disminución, por varias décadas y siglos, respectivamente, en los parámetros meteorológicos regionales.

Además de las tendencias globales, se debe de considerar al fenómeno de El Niño Oscilación del Sur (ENOS) que es uno de los fenómenos climáticos que mayormente explican la variabilidad climática a escala interanual (*Ropelewski y Halpert 1987*).

En cuanto al cambio climático es importante considerar los escenarios climáticos para las próximas décadas emitidos recientemente por el IPCC (2007). Sin embargo, estos escenarios no solo se deben de ser ajustados en su escala espacial para que representen las escalas geográficas del SHN (proceso conocido como downscaling), sino también deberán ajustarse para reflejar mejor las tendencias naturales de la temperatura global. (*Sánchez-Sesma, 2004*).

En conclusión, el análisis pronosticó valores estables para la lluvia de verano e invierno para el SHN, pero también señaló el aumento y disminución, respectivos, para las décadas de 2030 y 2040. A diferencia del análisis histórico de las precipitaciones donde se observa la tendencia a disminuir, el análisis de las oscilaciones resulta en una tendencia relativamente estable de la disponibilidad de

agua por lo que se estima que el SHN no se verá afectado de manera significativa en cuanto a la disponibilidad de los volúmenes de agua que se desea manejar para la generación hidroeléctrica ya repotenciada.

4.5 EVALUACIÓN DE RIESGOS GEOLÓGICOS Y NATURALES

El objetivo general de una investigación geológica de una zona de interés es determinar las condiciones geológicas y geofísicas para la factibilidad del proyecto. Para satisfacer este objetivo es necesario establecer etapas de desarrollo de exploración y un programa de recopilación de la información existente para el área de estudio (*Montiel, 2009*).

Las etapas de exploración para este proyecto se realizaron en dos fases:

- 1) Exploración de gran visión (EGV)
- 2) Exploración a detalle (ED)

Para la primera fase (EGV) se obtuvo la información de campo existente de la cuenca hidrográfica de Necaxa consistente en la información cartográfica de topografía y fotogrametría, fotografías aéreas de catálogo; con base en dicha información se elaboró un modelo de elevación para establecer puntos de referencia altimétrica con sus coordenadas geográficas y puntos de control GPS.

Para la segunda fase (ED) se realizaron trabajos de campo que consistieron en:

- Recorridos para la verificación y obtención de datos estructurales en diferentes afloramientos y elementos litológicos: suelos y material rocoso.
- Determinar las sucesiones estratigráficas para conocer estilos de deformación, discontinuidades y elementos estructurales asociados a las secuencias de las formaciones: pliegues, fallas, fracturas, diaclasas, discordancias.

4.5.1 Geología regional (de gran visión)

Geológicamente el área está conformada por tres grandes zonas distintas entre sí; la primera corresponde al Sistema Volcánico Transversal o "Eje Neovolcánico", comprende la parte sur y oeste del área y está formada por materiales de origen volcánico; la segunda es una faja de pliegues y cabalgaduras ubicada en la parte media del área de estudio y perteneciente a la Sierra Madre Oriental formada por rocas sedimentarias plegadas consideradas como las más antiguas de la región y finalmente la tercera zona es la terraza continental perteneciente a la Llanura Costera del Golfo de México y que abarca un área al noreste, donde afloran unidades geológicas del Terciario.

El sistema se encuentra ubicado entre las coordenadas latitud $19^{\circ}15'25''$ y longitud $107^{\circ}45'00''$. La región presenta características fisiográficas propias y singulares como un relieve abrupto caracterizado por cañones morfológicos, depresiones estructurales que delimitan paredes altas que encajonan los cauces de ríos así como la infraestructura misma del sistema. Además de una secuencia litológica que varía en edad desde el Jurásico hasta el Cuaternario, quedando enmarcada la condición tectónica del área por la presencia de corrimiento de bloques, cabalgaduras, fallas y un patrón de fracturas intenso el cual controla los rasgos hidrológicos del área. Asimismo, la presencia de condiciones climáticas extremas en la región, sumada al patrón de fracturas intenso que aparecen en los cañones, favorece el proceso de erosión, provocando debilitamiento en las paredes de los mismos y generando inestabilidad de bloques y peñascos muy característicos de esta región, como ejemplo se recuerda el caso del Cerro Necaxaltépetl y el flanco poniente de la C.H. Patla.

Como resultado de la exploración de campo y el análisis de la información recopilada, se construyó el mapa geológico regional para la cuenca de estudio, el cual se presenta en la figura 4.81. A sí mismo en la figura 4.82 se establecen las pendientes topográficas naturales en el área de estudio.

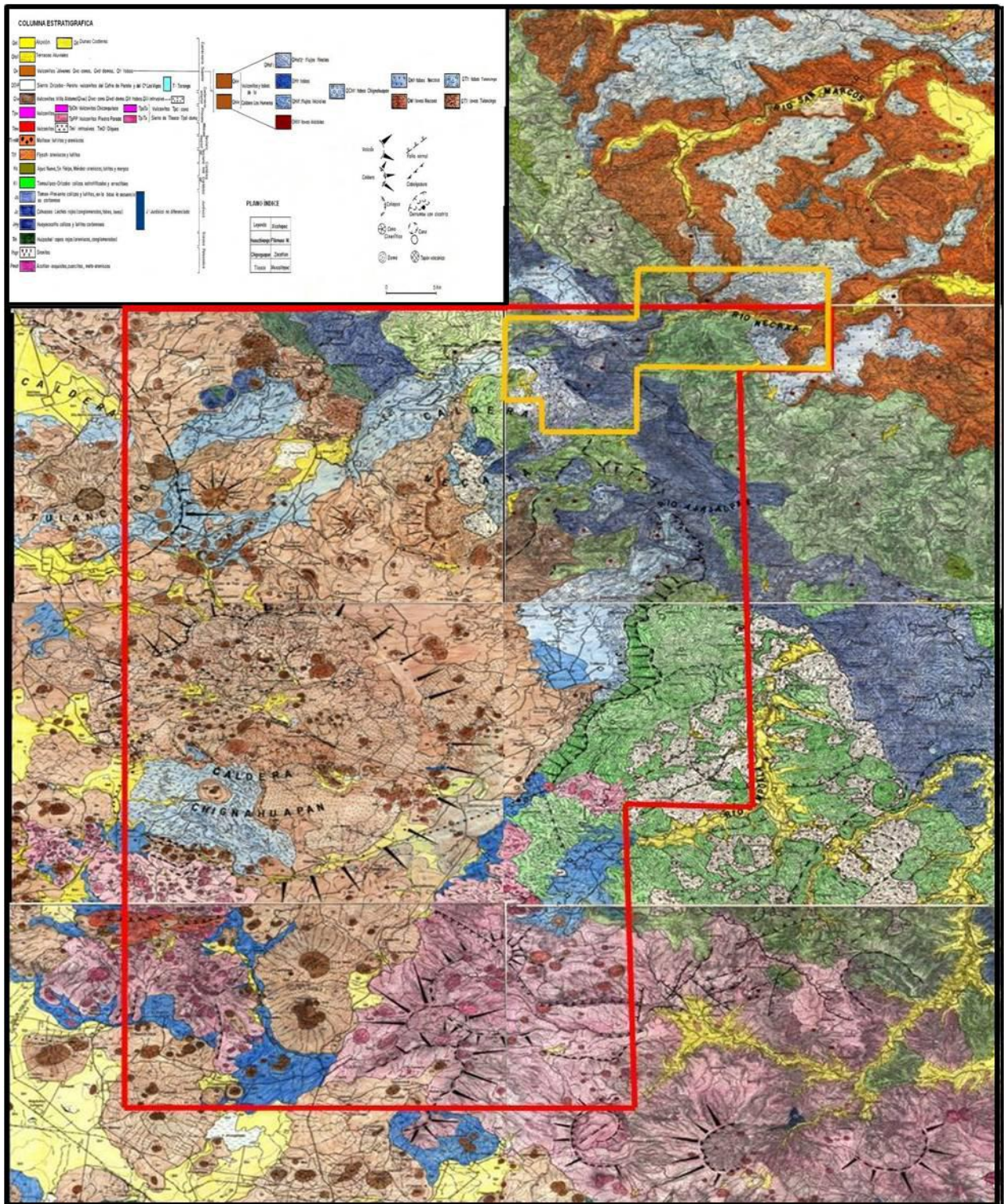


Figura 4.81. Mapa geológico regional, comprende las hojas: Pahuatlan, Xicotepec, Huauchiango, Filomeno Mata, Zacatlan, Chignahuapan, Tlaxco y Mexcaltepec de INEGI (Montiel-García, 2009)

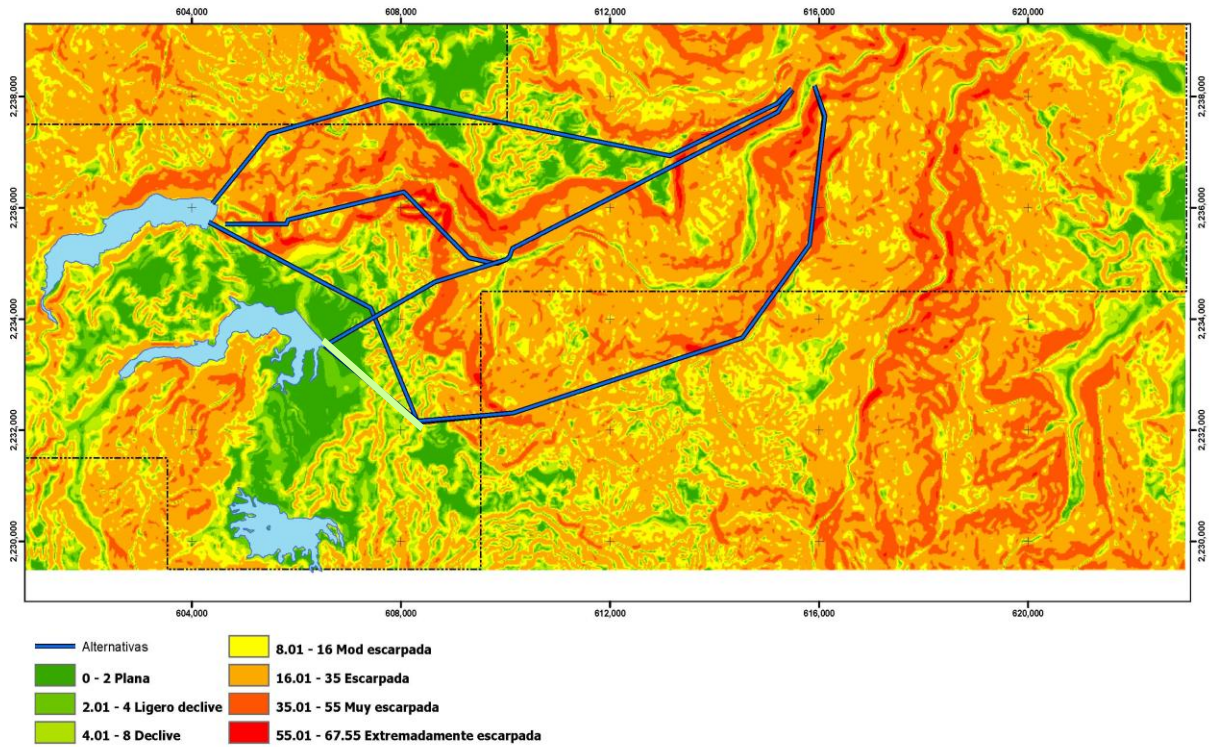


Figura 4.82. Mapa de pendientes topográficas con las alternativas del proyecto. En color rojo se establece la mayor pendiente (escarpes), en color verde oscuro, se interpretan las planicies. (Montiel-García, 2009)

4.5.2 Geología a detalle (por intervalos de cadenamamiento)

4.5.2.1 Alternativa 1

En el intervalo 0+000 al 3+550, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de

composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 1+000 y 1+500 aparece una falla tipo normal que afecta a la roca caliza con caída de 200 m. Lo mismo ocurre para el intervalo 2+550 a 3+000. Ambas estructuras se interpretan como un graben estructural que presenta desnivel topográfico en el terreno y mayor potencia del paquete volcánico en el techo del túnel.

Entre el intervalo 3+220 a 4+000 aparece una falla tipo normal con caída de 100 m, afecta al paquete de caliza estratificada dejando la presencia de un paquete sedimentario de lutitas con estratificación muy delgada y característica deleznable al corte, el grado de intemperismo que presenta es alto por la condición de humedad en esta área.

En el intervalo 3+550 al 11+000, El trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 5+000 a 6+500 aparece una superficie estructural de roca estratificada con contenido de lutitas de moderado a abundante, los espesores varían de medio a grueso, se trata de una estructura de corrimiento tipo slope que se observa para el área de la CH Tepexic.

Entre el intervalo 6+300 al 7+800 el trazo del túnel corre por material deleznable formado por lutitas con composición carbonosa el cual se observa en el perímetro a la CH Tepexic.

De la sección 11+000 al 12+930, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

En la figura 4.83 aparece la sección estructural para la Alternativa 1. En ella se puede observar el trazo existente y la geología estructural que corta la sección.

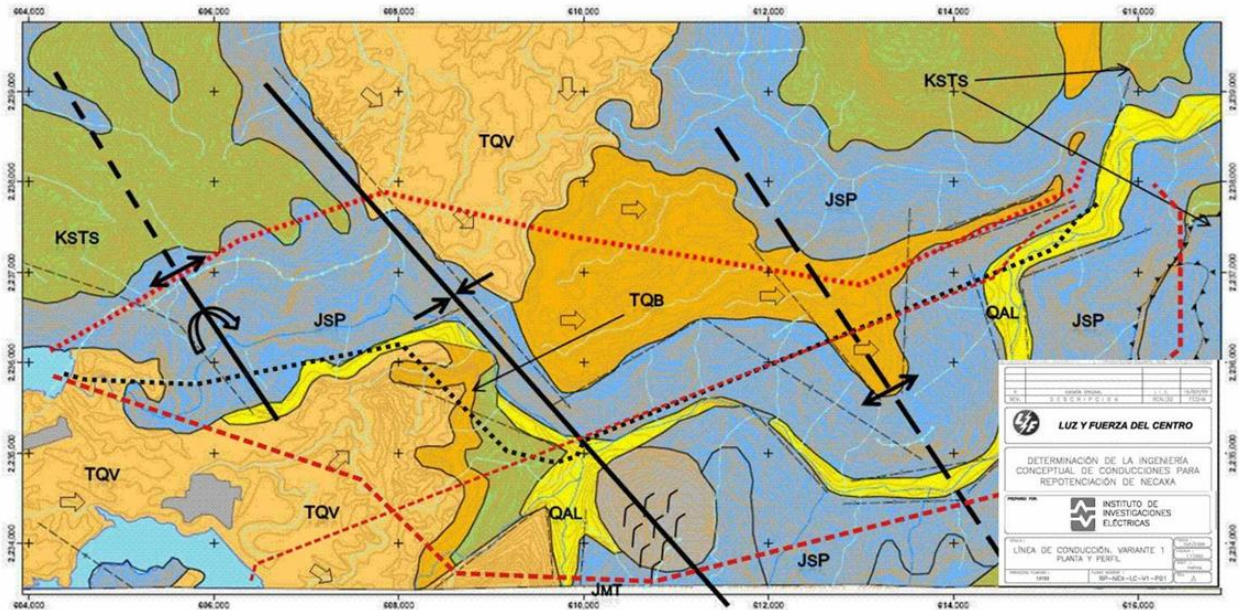


Figura 4.83. Mapa topográfico con sección geológica, para la Alternativa 1 (Montiel-García, 2009)

4.5.2.2 Alternativa 2

Dentro del intervalo 0+000 al 1+550, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aun por determinar.

Entre el intervalo 1+000 y 1+500 y 2+550 a 3+000 aparece una falla tipo normal que afecta a la roca caliza con caída de 200 m. Ambas estructuras se interpretan como un graben estructural que presenta desnivel topográfico en el terreno y mayor potencia del paquete volcánico en el techo del túnel.

Entre el intervalo 3+220 a 4+000 aparece una falla tipo normal con caída de 100 m, afecta al paquete de caliza estratificada dejando la presencia de un paquete sedimentario de lutitas con estratificación muy delgada y característica deleznable al corte, el grado de intemperismo que presenta es alto por la condición de humedad en esta área.

Del 3+550 al 11+000, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 5+000 a 6+500 aparece una superficie estructural de roca estratificada con contenido de lutitas de moderado a abundante, los espesores varían de medio a grueso, se trata de una estructura de corrimiento tipo slope que se observa para el área de la CH Tepexic.

Entre el intervalo 6+300 al 7+800 el trazo del túnel corre por material deleznable formado por lutitas con composición carbonosa el cual se observa en el perímetro a la CH Tepexic.

Para el trazo de 11+000 al 12+930, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

En la figura 4.84 aparece la sección estructural junto para la Alternativa 2.

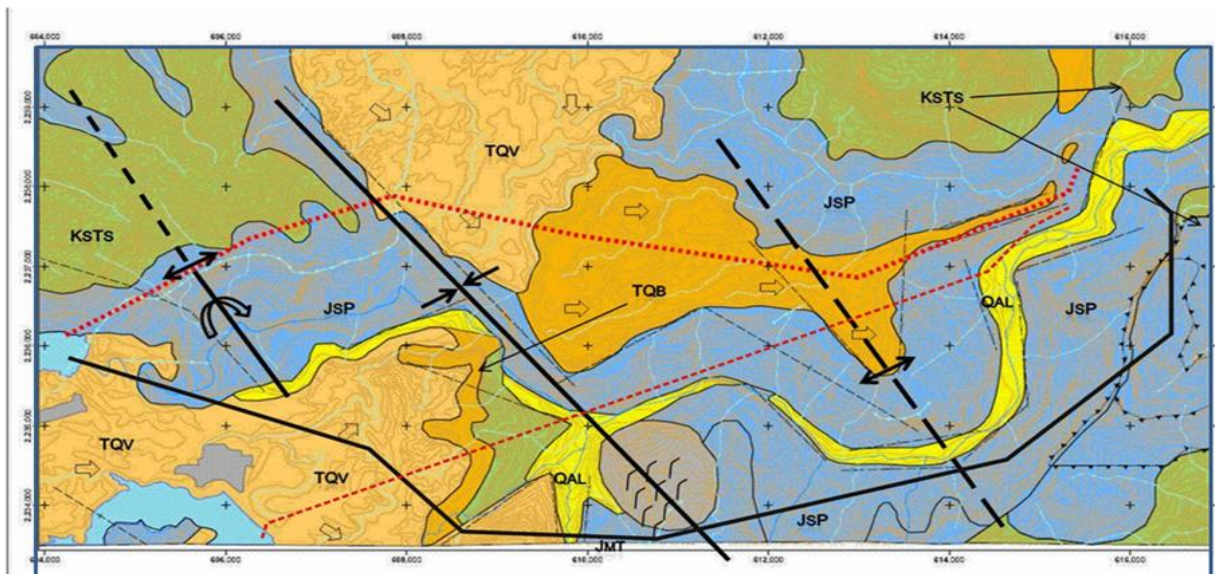


Figura 4.84. Mapa topográfico con sección geológica, para la Alternativa 2 (Montiel-García, 2009)

4.5.2.3 Alternativa 3

En la sección 0+000 al 1+550, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre los intervalos 1+000 y 1+500, 2+550 a 3+000 aparece una falla tipo normal que afecta a la roca caliza con caída de 200 m. Ambas estructuras se interpretan como un graben estructural que presenta desnivel topográfico en el terreno y mayor potencia del paquete volcánico en el techo del túnel.

Entre el intervalo 3+220 a 4+000 aparece una falla tipo normal con caída de 100 m, afecta al paquete de caliza estratificada dejando la presencia de un paquete sedimentario de lutitas con estratificación muy delgada y característica deleznable al corte, el grado de intemperismo que presenta es alto por la condición de humedad en esta área.

Para 3+550 al 11+000, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El

techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 5+000 a 6+500 aparece una superficie estructural de roca estratificada con contenido de lutitas de moderado a abundante, los espesores varían de medio a grueso, se trata de una estructura de corrimiento tipo slope que se observa para el área de la CH Tepexic.

Entre el intervalo 6+300 al 7+800 el trazo del túnel corre por material deleznable formado por lutitas con composición carbonosa el cual se observa en el perímetro a la CH Tepexic.

Para 11+000 al 12+930, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

El mapa para la alternativa 3 se muestra en la figura 4.85.

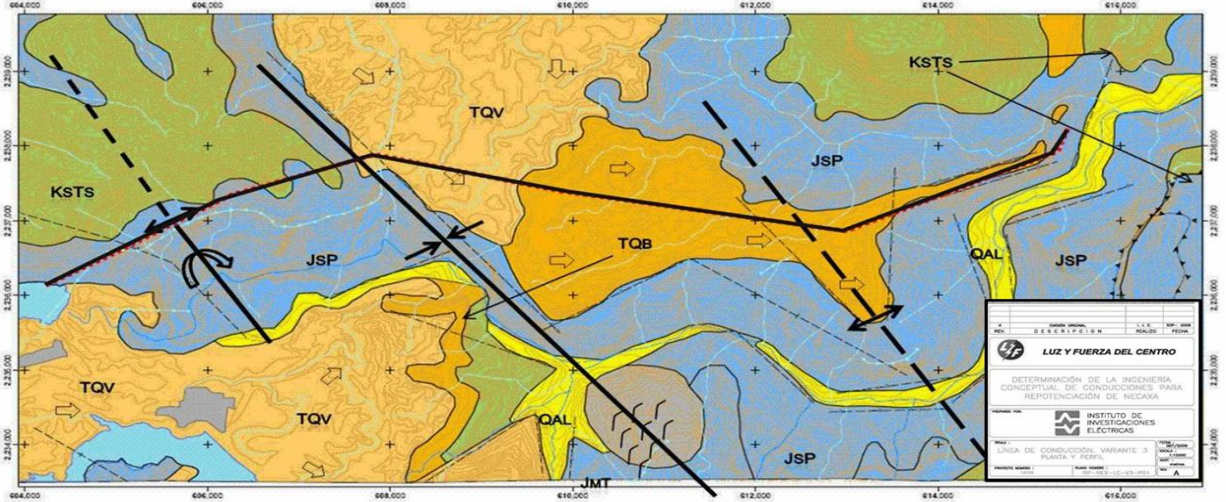


Figura 4.85. Mapa topográfico con sección geológica, para la Alternativa 3 (Montiel-García, 2009)

4.5.2.4 Alternativa 4

Bajo 0+000 al 0+750, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 1+000 y 1+500, y 2+550 a 3+000 aparece una falla tipo normal que afecta a la roca caliza con caída de 200 m. Ambas estructuras se

interpretan como un graben estructural que presenta desnivel topográfico en el terreno y mayor potencia del paquete volcánico en el techo del túnel.

Entre el intervalo 3+220 a 4+000 aparece una falla tipo normal con caída de 100 m, afecta al paquete de caliza estratificada dejando la presencia de un paquete sedimentario de lutitas con estratificación muy delgada y característica deleznable al corte, el grado de intemperismo que presenta es alto por la condición de humedad en esta área.

De 3+550 al 11+000, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

Entre el intervalo 5+000 a 6+500 aparece una superficie estructural de roca estratificada con contenido de lutitas de moderado a abundante, los espesores varían de medio a grueso, se trata de una estructura de corrimiento tipo slope que se observa para el área de la CH Tepexic.

Entre el intervalo 6+300 al 7+800 el trazo del túnel corre por material deleznable formado por lutitas con composición carbonosa el cual se observa en el perímetro a la CH Tepexic.

Del 11+000 al 12+930, el trazo del túnel corre en la superficie estructural de roca caliza, con estratificación definida de espesor medio a delgado, incluye delgadas capas de material arcilloso con espesor variante entre los 3 y 10 cm. El techo del túnel esta soportado por un paquete de roca volcánica de composición básica, el cual presenta patrones de fracturas y diaclasas irregulares, lo que ocasionara percolación de aguas meteóricas en diferentes áreas aún por determinar.

El mapa para la alternativa 4 se muestra en la figura 4.86.

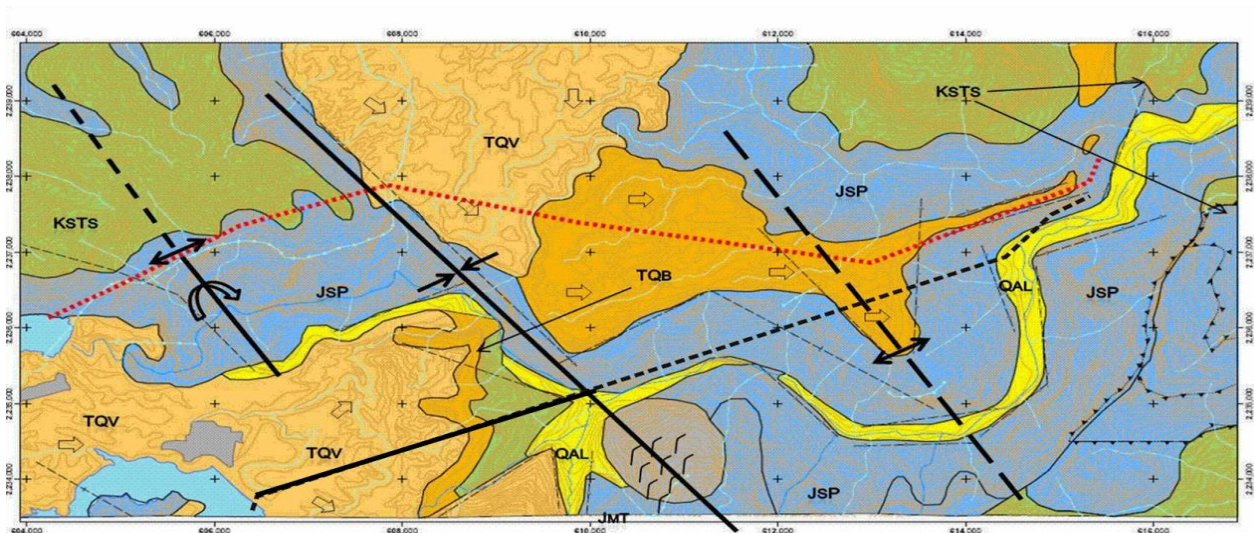


Figura 4.86. Mapa topográfico con sección geológica, para la Alternativa 4 (Montiel-García, 2009)

4.5.3 Evaluación de riesgos naturales y geológicos.

Los diferentes tipos de riesgo natural están presentes en el área de estudio. Un ejemplo fue el resultado de la unión entre la depresión tropical No. 11 y el frente frío No. 5 de 1999, en octubre de ese año ocurrieron precipitaciones extraordinarias al oriente del país, afectando principalmente a los estados de Hidalgo, Oaxaca y Puebla. La magnitud del evento fue tal que se le calificó como el desastre de la década en México (*Bitrán, 2001*). Las consecuencias fueron diversas, derivadas principalmente de inundaciones y de la ocurrencia de cientos de procesos de ladera con más de 250 muertes humanas en la Sierra Norte de Puebla, principalmente en los municipios de Cuetzalan, Huachinango, Chiconcuatla, Teziutlán, Zapotitlán de Méndez, Totomaxtla y Zacapoaxtla.

Los procesos de ladera se denominan procesos de remoción en masa, o en un sentido general, se conocen también como deslizamientos de tierra. Los derrumbes, deslizamientos y la expansión lateral del suelo son fenómenos gravitacionales (*Keefer, 1984; Terzaghi, 1950*) y se les clasifica como procesos de remoción de masa (*Goudie, 1990; Crozier, 1973; Carson y Kirkby, 1972*).

Los procesos de remoción en masa ocurren debido a dos causas fundamentales: de tipo externo y de tipo interno (*Terzaghi, 1950; Selby, 1993*). Las causas externas son aquellas que producen un incremento en la tensión o esfuerzos,

pero no en la resistencia de los materiales, en tanto que las causas internas son las que disminuyen la resistencia de los materiales sin cambiar la tensión o esfuerzos.

Los factores que favorecen la presencia de los procesos de remoción en masa se pueden resumir en la geología (con la presencia de materiales débiles y estructura con fracturas); los procesos físicos (principalmente la precipitación, sismicidad y erupciones volcánicas); la morfología (en especial las pendientes resultado de la tectónica y la erosión) y la actividad antrópica (como consecuencia de los cambios en el relieve y sus elementos), todos ellos ocasionan el rompimiento del equilibrio entre las fuerzas internas y externas que determinan la estabilidad de las laderas (Alcántara, 2000).

Para que un proceso pueda presentarse en el terreno es necesaria la presencia de diversos ingredientes, sin embargo, existen factores que por sí solos pueden ocasionar la detonación de los procesos, tal es el caso de la variación del régimen pluvial, que puede manifestarse a través de lluvias intensas durante un período corto de tiempo, o bien lluvias extraordinarias, como sucedió en octubre de 1999 para la Sierra Norte de Puebla, por lo que es importante para la estimación y comprensión de la estabilidad, realizar análisis de la precipitación en las zonas de interés.

En esta región los deslizamientos ocurrieron prácticamente desde el 30 de septiembre hasta el día 5 de octubre, con intervalos de ocurrencia que oscilaron entre unas horas y menos de 72 horas; concentrándose la mayoría de ellos entre el 3

y el 5 de octubre. La altura de las columnas de agua que precipitaron durante los días 4 y 5 de octubre fueron de 300 y 360 mm, respectivamente, contrastando con la media mensual de 183 mm para el mes de octubre en la región. En dos días consecutivos de la semana anterior, llovieron 100 mm por lo que la precipitación acumulada en el lapso de 10 días alcanzó más de un metro de altura. Esta altura acumulada de agua en diez días representó la lluvia anual en la zona porque la media anual es de 1,229 mm.

4.5.3.1 Análisis climatológico

Antes de iniciar el análisis climatológico se verificó la continuidad y la consistencia de los datos. La continuidad puede alterarse debido a daños en el equipo recolector de datos, falta de recolección de los registros, etc. También se verificó la consistencia de los registros verificando que pertenecieran a la misma población estadística. Finalmente, se realizó la caracterización del régimen de precipitación en el área de estudio. En la figura 4.87 se puede observar la precipitación media anual en el área de estudio. Por otro lado, la precipitación máxima probable (PMP) se calculó tomando en cuenta la media de las precipitaciones máximas, así como la desviación estándar de la serie de precipitaciones máximas. Los datos utilizados fueron obtenidos de la base de datos CLICOM. En la figura 4.88 se muestran el mapa con las PMP medias anuales.

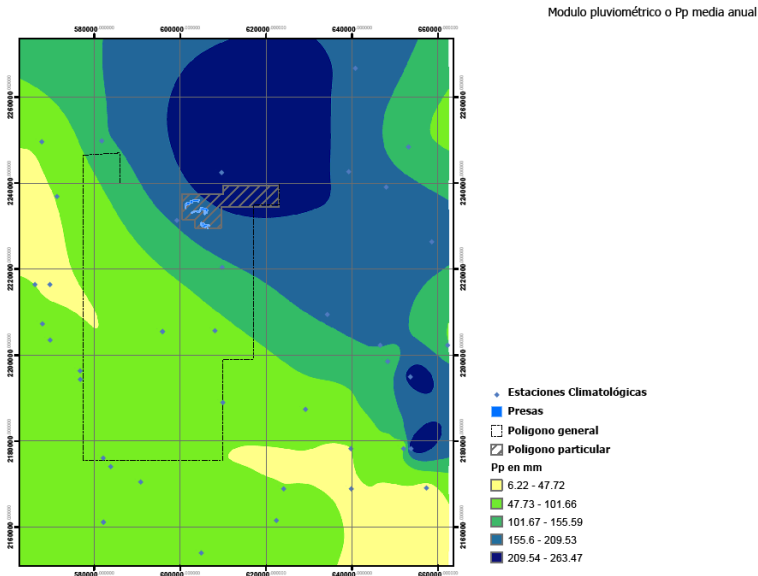


Figura 4.87. Precipitación media anual media o módulo pluviométrico definido por la media aritmética de los valores de precipitación anuales de una serie de datos. (Montiel-García, 2009)

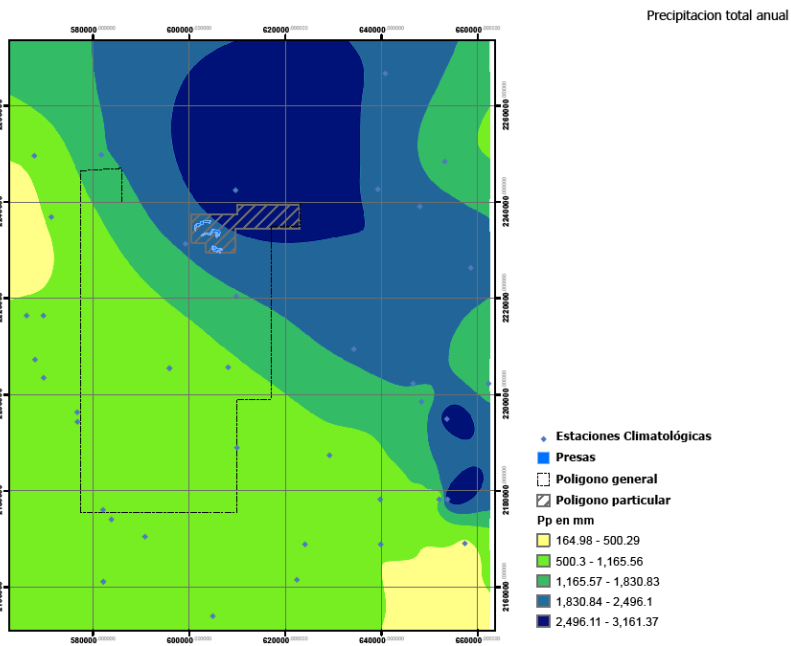


Figura 4.88. Precipitación máxima probable anual. (Montiel-García, 2009)

4.5.3.2 Disponibilidad de agua

Una vez revisados los diferentes índices utilizados para la caracterización y delimitación de zonas por riesgo de sequía (Zonas Áridas, Semiáridas y Subhúmedas Secas), resultaba necesario adoptar un índice que permitiera definir los lapsos de deficiencia y excedencia climática de agua en un período específico, y debía estar relacionado básicamente con la precipitación y la evapotranspiración de referencia en el sistema considerado. En las figuras 4.89 a 4.100 se muestra la disponibilidad para cada mes del año.

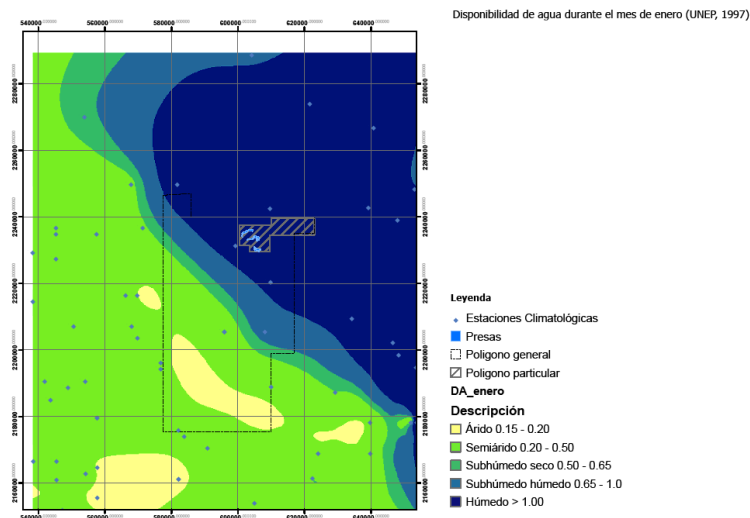


Figura 4.89. Disponibilidad de agua durante el mes de enero. (Montiel-García, 2009)

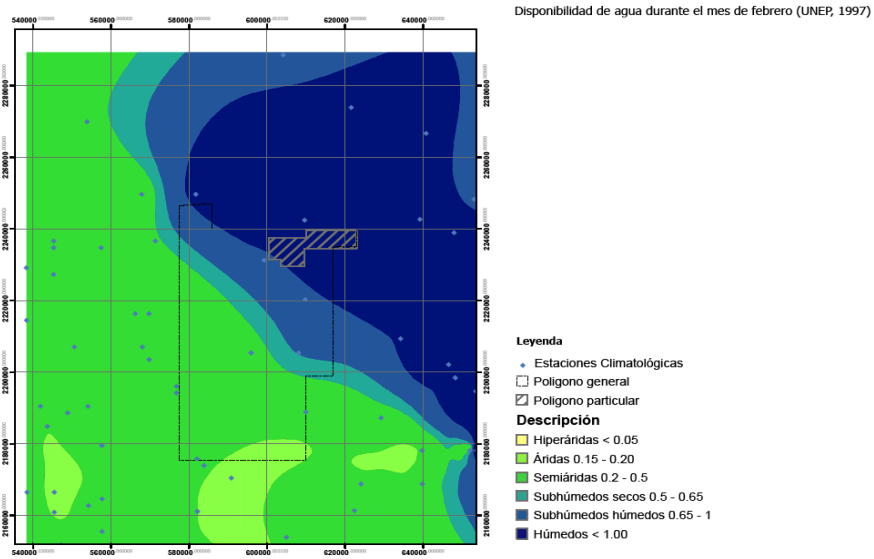


Figura 4.90. Disponibilidad de agua durante el mes de febrero. (Montiel-García, 2009)

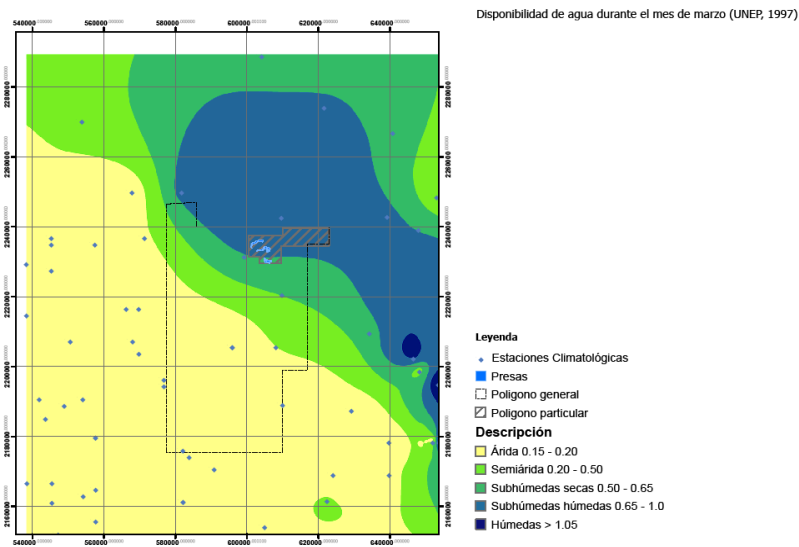


Figura 4.91. Disponibilidad de agua durante el mes de marzo. (Montiel-García, 2009)

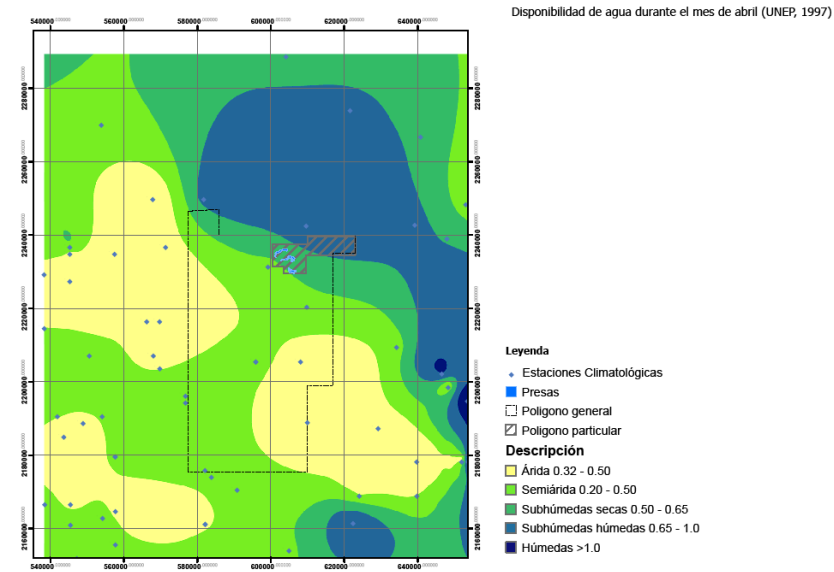


Figura 4.92. Disponibilidad de agua durante el mes de abril. (Montiel-García, 2009)

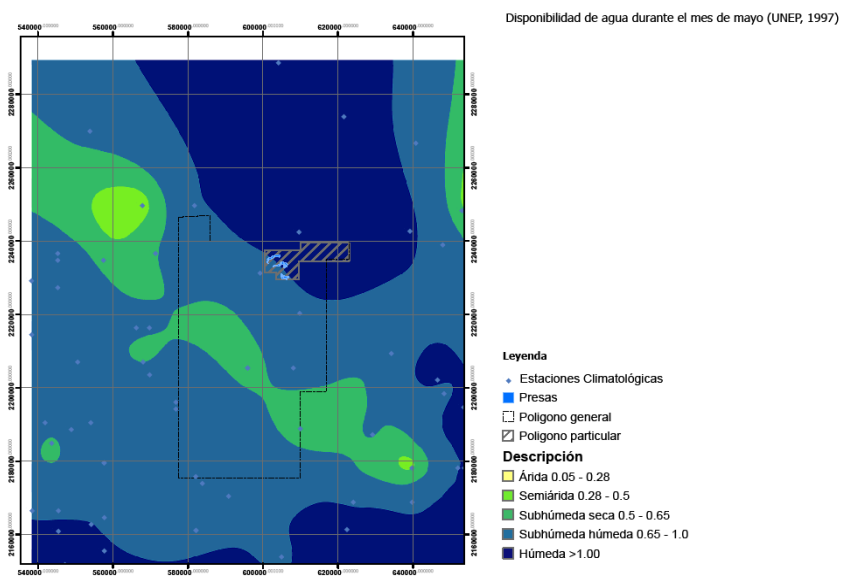


Figura 4.93. Disponibilidad de agua durante el mes de mayo. (Montiel-García, 2009)

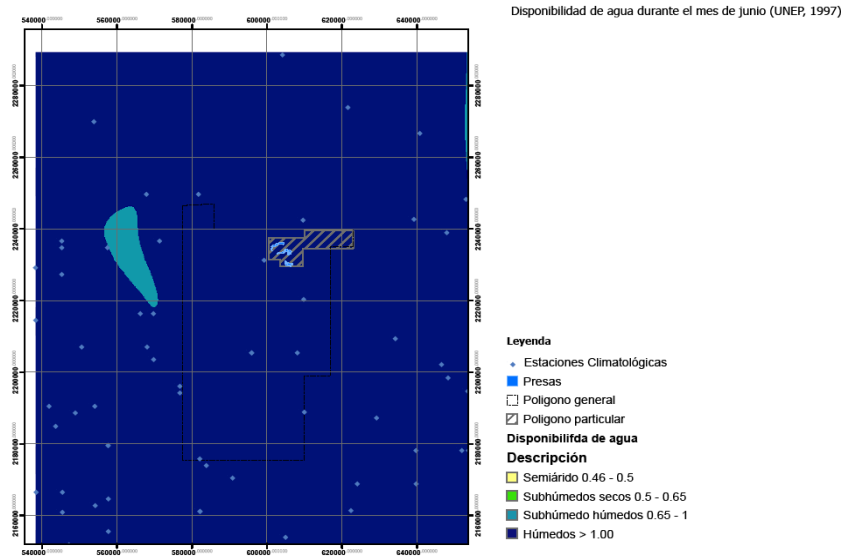


Figura 4.94. Disponibilidad de agua durante el mes de junio. (Montiel-García, 2009)

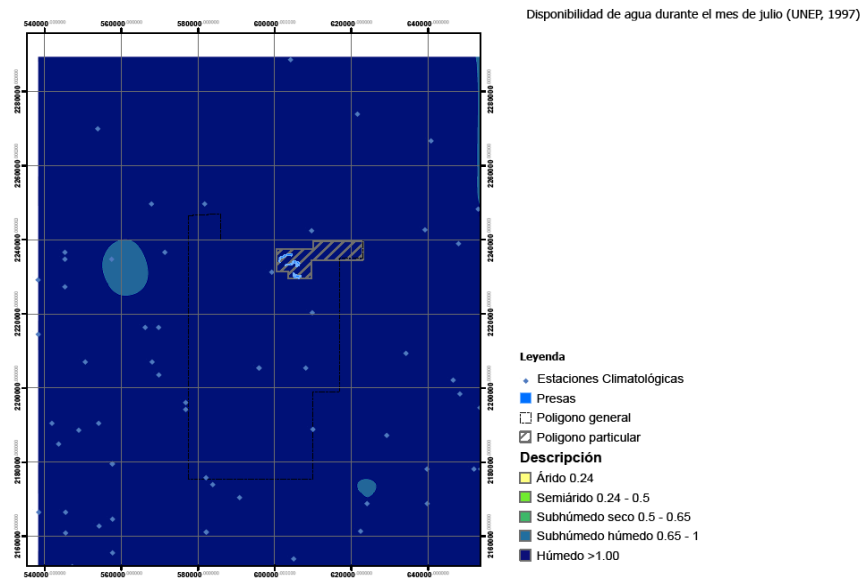


Figura 4.95. Disponibilidad de agua durante el mes de julio. (Montiel-García, 2009)

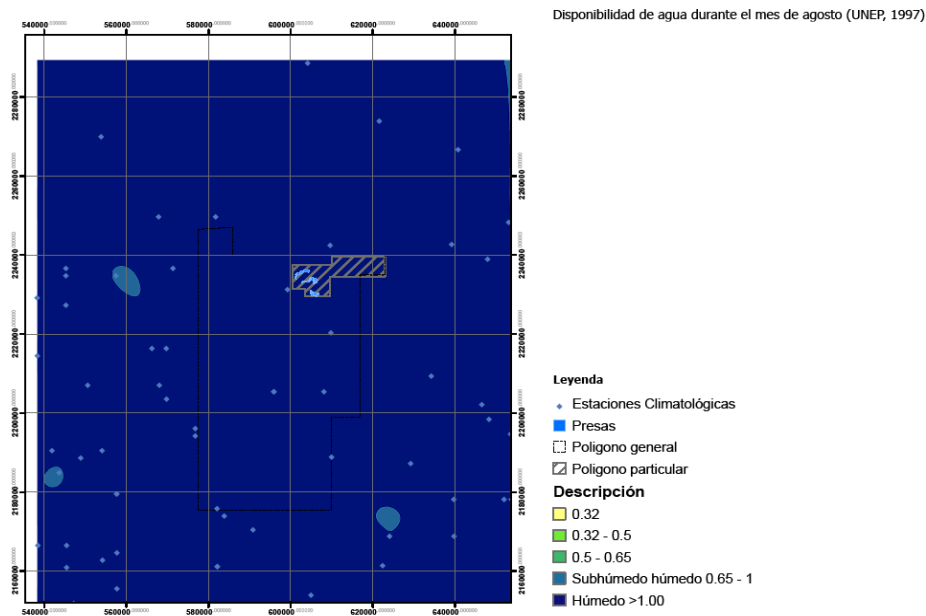


Figura 4.96. Disponibilidad de agua durante el mes de agosto. (Montiel-García, 2009)

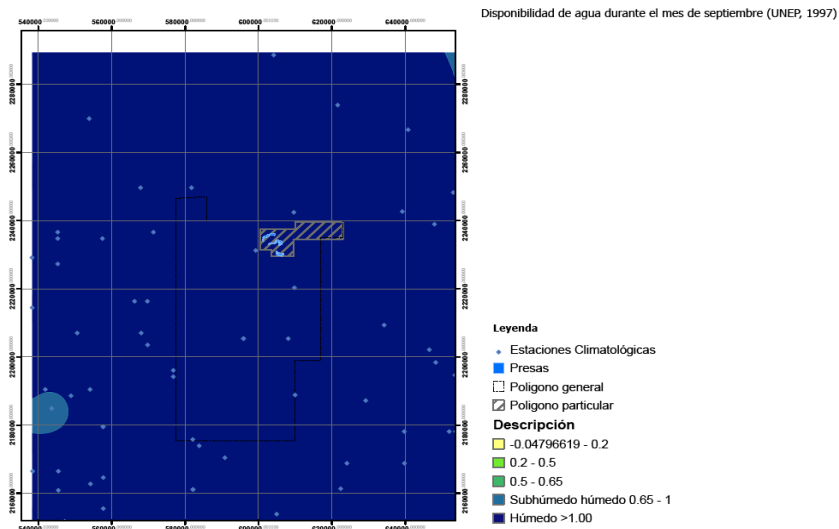


Figura 4.97. Disponibilidad de agua durante el mes de septiembre. (Montiel-García, 2009)

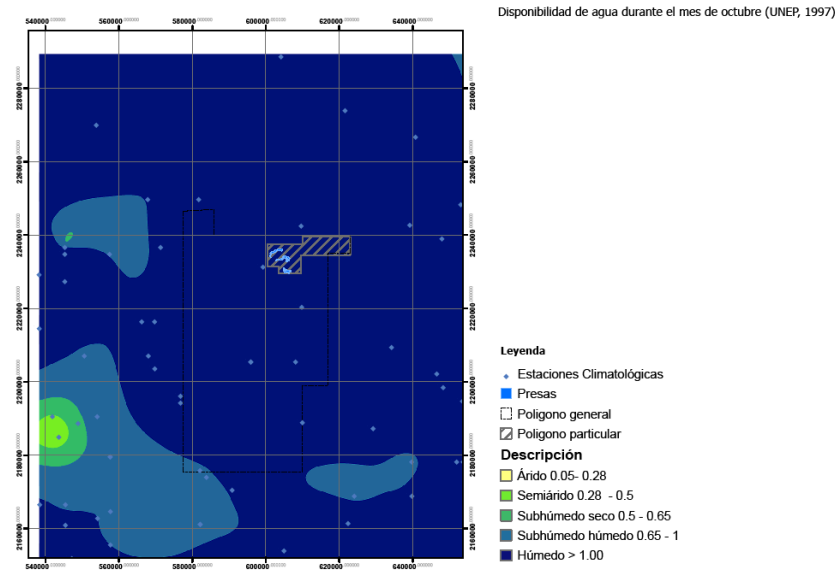


Figura 4.98. Disponibilidad de agua durante el mes de octubre. (Montiel-García, 2009)

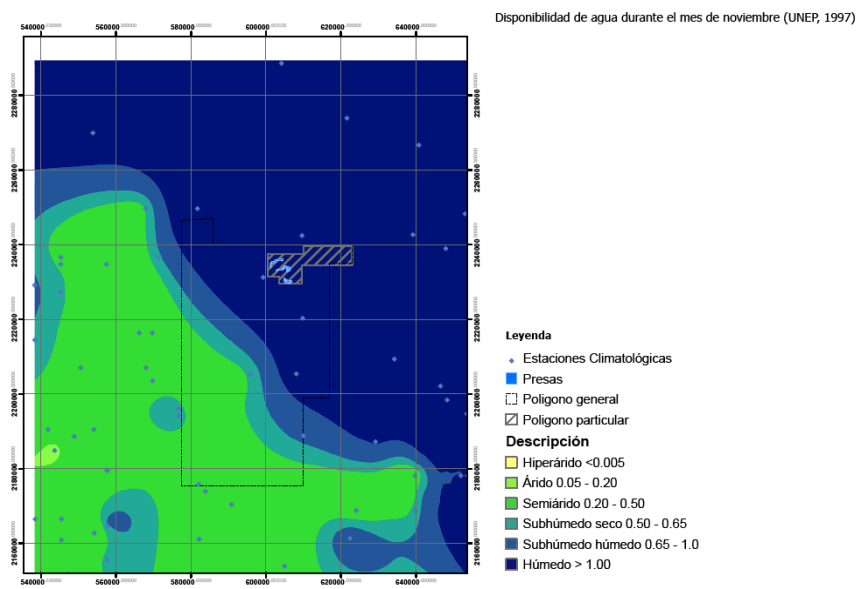


Figura 4.99. Disponibilidad de agua durante el mes de noviembre. (Montiel-García, 2009)

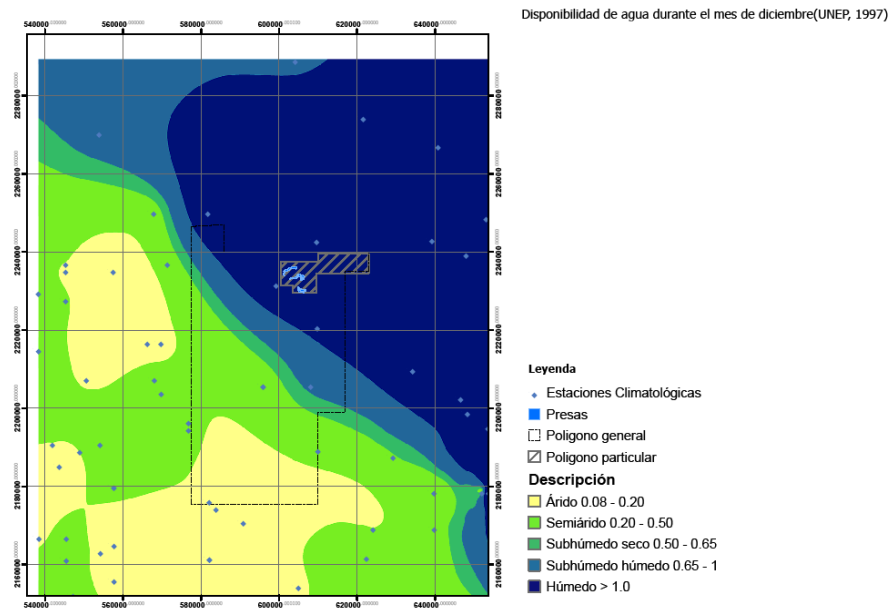


Figura 4.100. Disponibilidad de agua durante el mes de diciembre. (Montiel-García, 2009)

4.5.3.3 Riesgos naturales

La identificación de los tipos conocidos de riesgos naturales requieren parámetros cuantitativos con un significado físico preciso que permita medirse en una escala numérica. Se conoce que la mayoría de los fenómenos perturbadores se pueden cuantificar en dos medidas: la magnitud y la intensidad.

Para el caso que nos ocupa, la magnitud es la medida del tamaño del fenómeno hidrometeorológico, el potencial destructivo y la energía que libera, mientras que la intensidad mide la fuerza con la cual se manifiesta el fenómeno en un lugar

determinado. El consenso generalizado de los especialistas en las instituciones que se dedican al estudio y prevención de los desastres es que los riesgos hidrometeorológicos se componen de lluvias, granizadas, nevadas, heladas y sequías o sea elementos constitutivos del ciclo hidrológico que combinados o no, pueden ser medidos de manera precisa, mientras que la intensidad depende de factores que están relacionados con las condiciones locales.

También es conocido que para el diseño de la infraestructura hidráulica resulta imprescindible la relación gasto máximo – período de retorno el cual se realiza mediante métodos probabilísticos de los datos disponibles sobre gastos máximos anuales. Ante la ausencia de la información, la estimación se aborda transformando una tormenta de diseño en gasto máximo. Una aplicación del anterior método hidrológico lo constituye la identificación y cálculo de inundaciones en el territorio, aunado a otro conjunto de datos morfológicos de la cuenca, usos de suelo, cobertura vegetal, etc. La tormenta hipotética se construye utilizando información pluviográfica de la zona y cuando no es posible como en la zona de Necaxa, se emplean los registros pluviométricos de lluvia máxima diaria anual.

En este caso, el primer paso consiste en el tratamiento estadístico de los registros disponibles de precipitación máxima diaria anual en las 57 estaciones climatológicas seleccionadas que cumplen los requisitos de análisis, para identificar las sub-áreas homogéneas y la región de influencia que establece para cada estación la serie única de estaciones que forman una región homogénea. Los

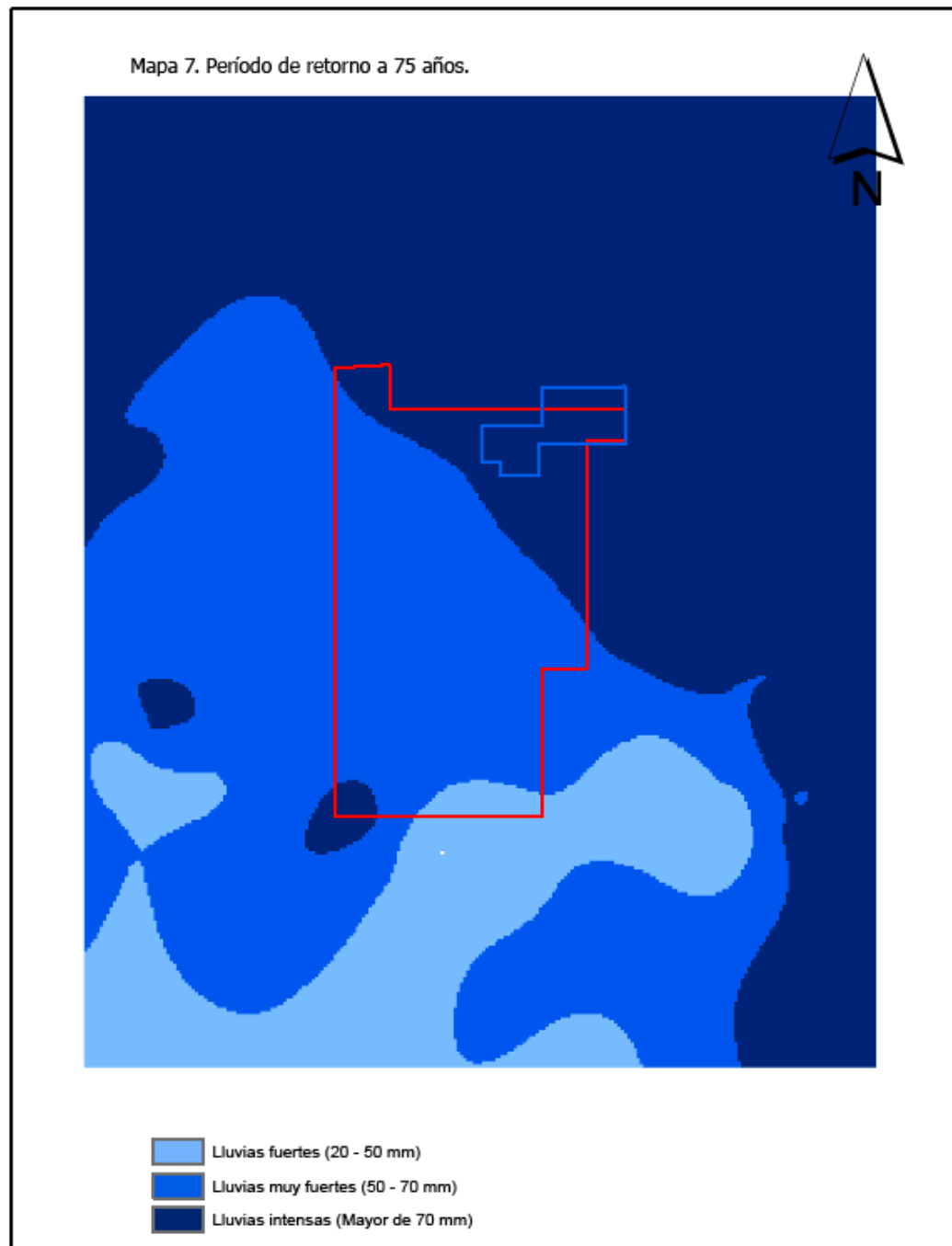
procedimientos cartográficos de los datos permiten una estimación más confiable de las predicciones de intensidad del fenómeno perturbador.

Para el análisis, se incluyeron los parámetros estadísticos: media, desviación estándar y varianza. Además, el coeficiente de variación, el valor máximo de cada registro y las diez predicciones relativas a los períodos de retorno de 2, 5, 10, 25, 30, 50, 75, 100, 250 y 500 años ajustados por el método de distribución Gumbel. Para las tormentas de diseño, se determinaron las precipitaciones máximas en 24 horas para cada periodo de retorno. En las figuras 4.101 a 4.104 se muestran los mapas para periodos de retorno de 75, 100, 250 y 500 años respectivamente.

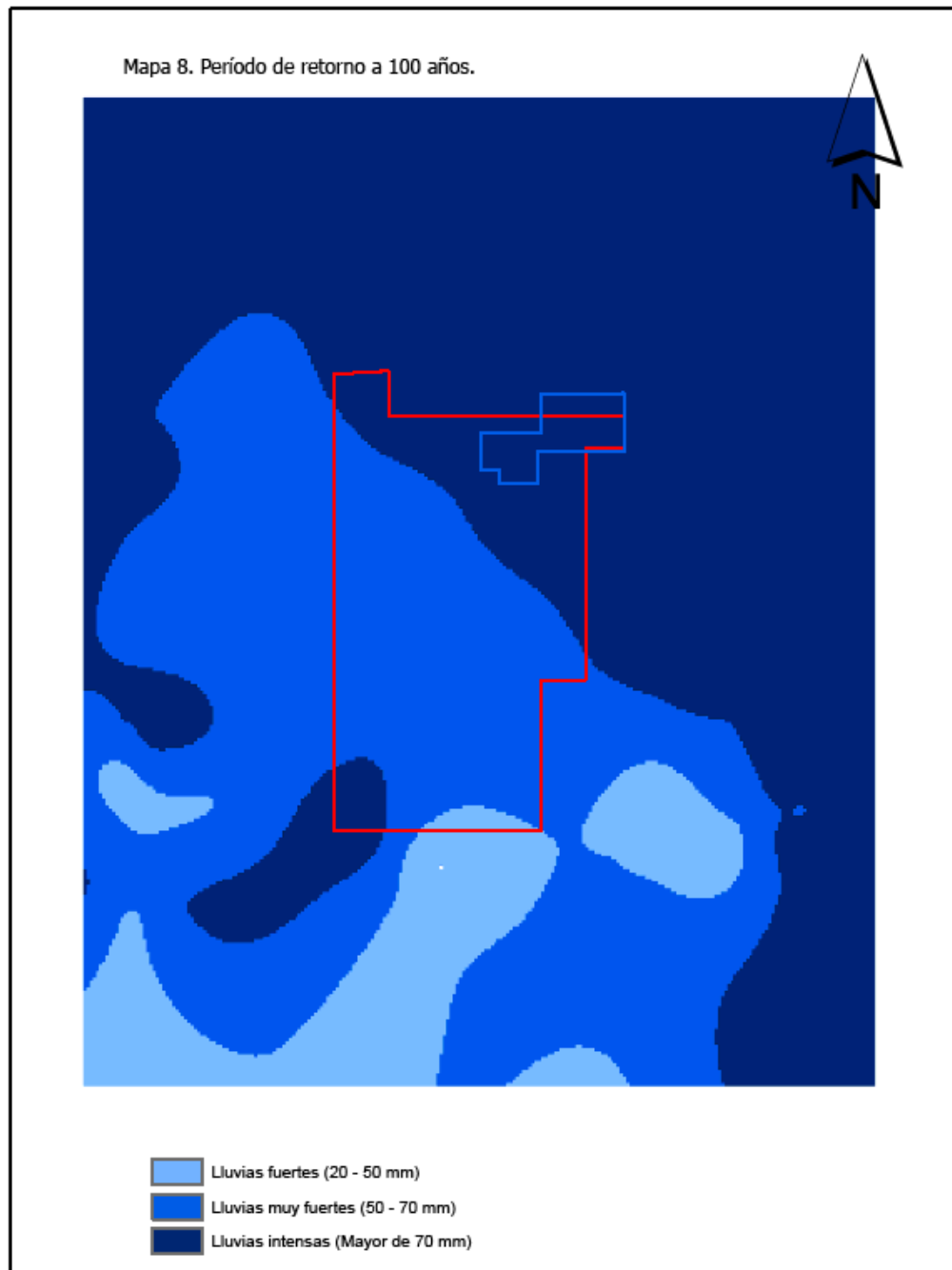
4.5.3.4 Riesgos geológicos sintéticos

En el mapa de estabilidad (riesgo geológico) de la figura 4.105 se observa que dominan las superficies estables con el 60.90%, le siguen las áreas inestables (probables deslizamientos) con el 23.87% de la superficie total mientras que las áreas en equilibrio representan el 15,42 % de la superficie total.

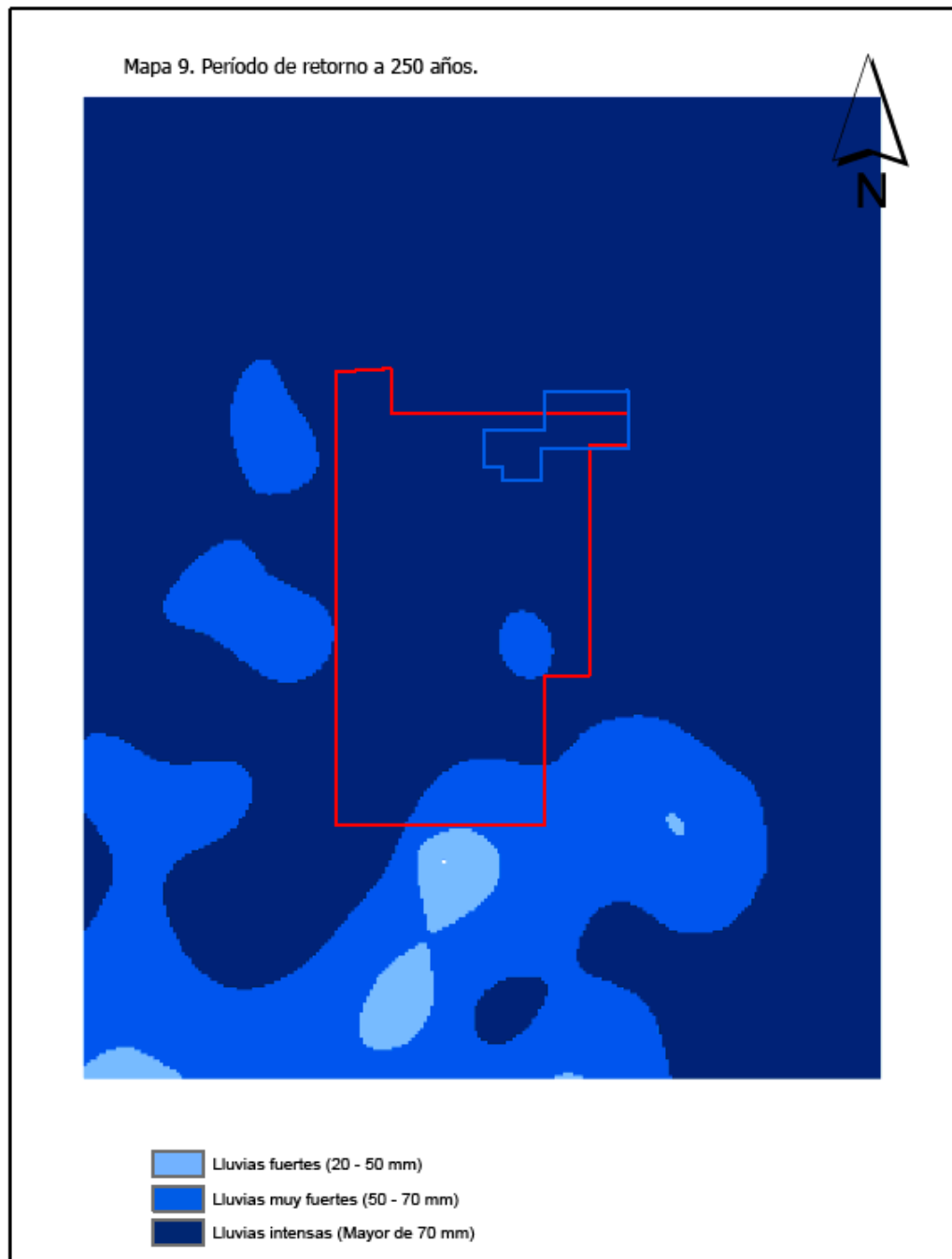
El modelo utilizado generó pronósticos espaciales de los deslizamientos en el área que tienen correlación con el inventario de deslizamientos inventariados mediante fotointerpretación de las ortofotos del INEGI. Estadísticamente el modelo pronosticó el 92 % de los deslizamientos existentes.



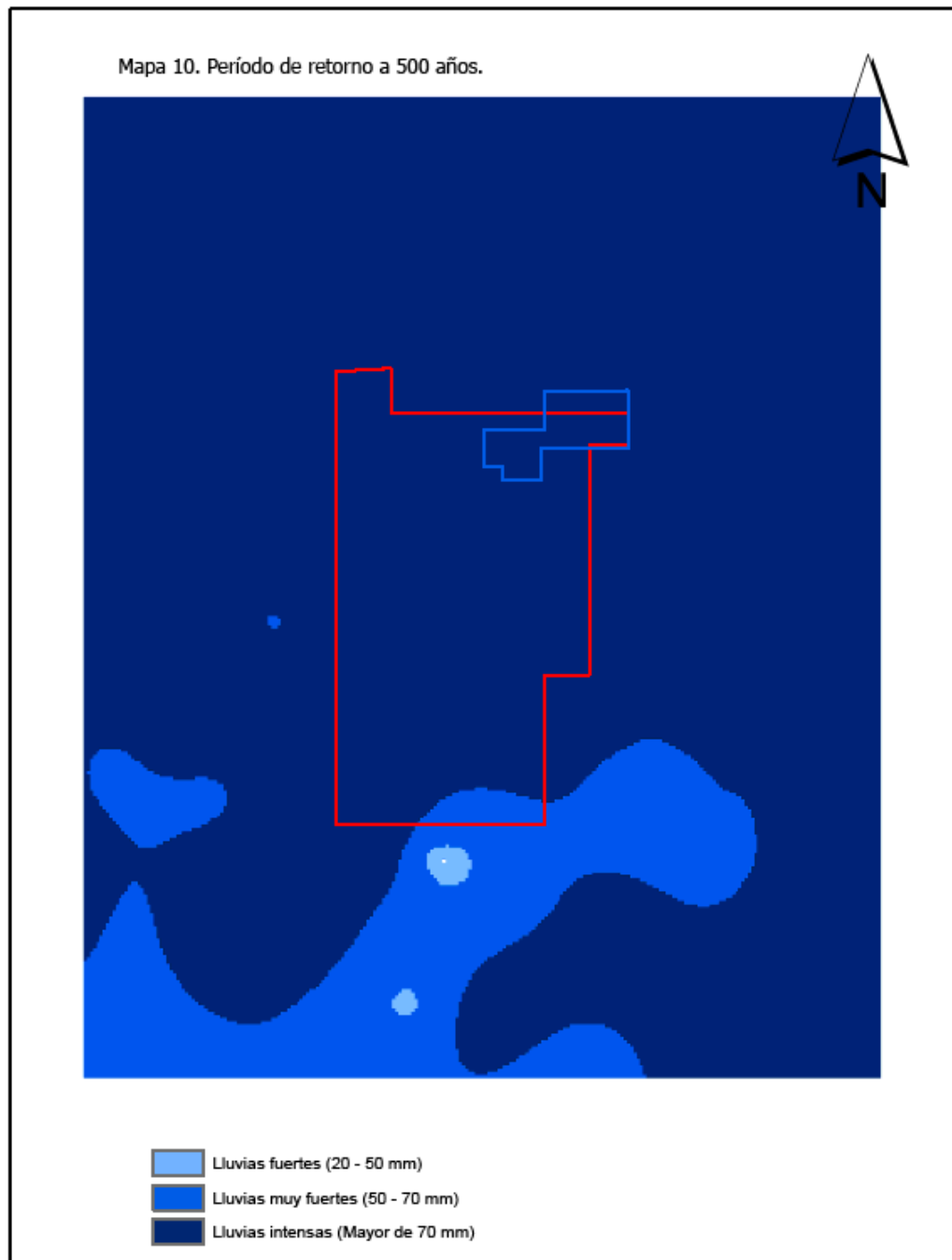
**Figura 4.101. Mapa del período de retorno a 75 años.
(Montiel-García, 2009)**



**Figura 4.102. Mapa del período de retorno a 100 años.
(Montiel-García, 2009)**



**Figura 4.103. Mapa del período de retorno a 250 años.
(Montiel-García, 2009)**



**Figura 4.104. Mapa del período de retorno a 500 años.
(Montiel-García, 2009)**

El modelo supone que el elemento geomorfológico de las pendientes es capaz de influir sobre el conjunto total de deslizamientos. Resulta elemental que la densidad mayor de deslizamientos ocurre en pendientes más abruptas, convexas, influyendo en las condiciones geológicas, hidrológicas y climáticas similares. Se consideraron en el modelo (1) las propiedades litológicas, la orientación de los estratos y la morfología de las pendientes; las (2) propiedades edáficas, particularmente la tensión y cohesión del suelo; (3) los procesos hidrológicos de superficie como un modelo teórico de saturación del suelo y el escurrimiento superficial; (4) la cobertura del suelo y el tipo de vegetación. De las cuatro alternativas propuestas, la número 3 es la más factible porque atraviesa la mayor superficie de área en equilibrio.

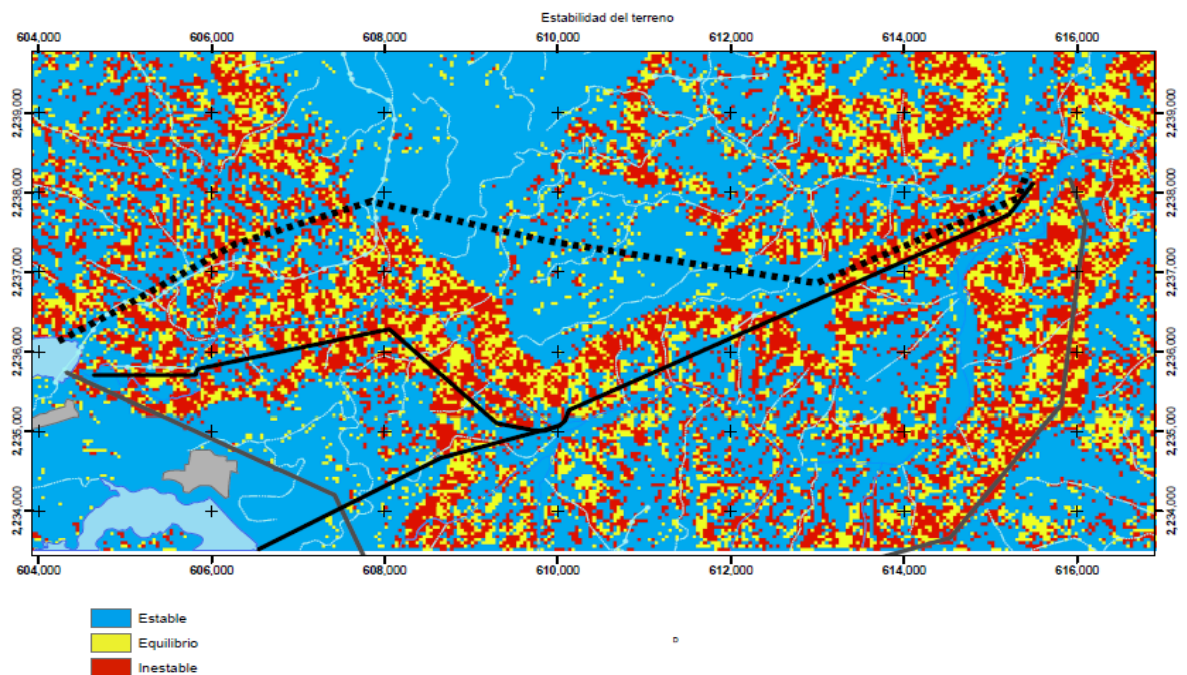


Figura 4.105. Mapa de estabilidad del terreno con todas las alternativas. (Montiel-García, 2009)

4.5.3.5 Integración de resultados

Alternativa 1

Geológicamente en esta alternativa se observó la secuencia estratigráfica descrita, no hay cambios en litología ni patrones estructurales. Si se opta por esta, el diámetro de la tubería deberá modificar el diámetro existente y seguir el trazo, las secciones se analizaron anteriormente.

Geotécnicamente, en esta trayectoria se presentan factores de inestabilidad en los materiales superficiales, esto debido a, los cambio de pendiente topográfica rumbo a la CH Tepexic, a los frentes de los echados de la Formación Tepexic (Lutitas carbonosas) en la zona de Xaltepuxtla y al término del trazo, cercano a la CH Patla, donde los materiales volcánicos (Basaltos) por intemperismo y por su ubicación en la parte superior de los acantilados son inestables, creando derrumbes de consideración.

La tecnología empleada durante la construcción del trazo original (Alternativa 1) fue limitada, por lo que se considera que actualmente es posible rediseñar el nuevo trazo con un diámetro mayor para proveer el gasto hidráulico necesario para la generación.

Alternativa 2

Comprende el corte de varios puntos de inflexión para no alejarse demasiado de la zona de influencia, fue considerado por petición de LyFC ya que está próximo a obras de toma y quieren aprovechar esta posibilidad para empalmar dichas obras y aportar mayor caudal.

Geológicamente corta 4 aéreas con contactos entre lutitas y calizas, estos contactos denotan la presencia de zona de inestabilidad ya que los pliegues presentan echado a favor de los cauces existentes, este echado es la resultante de la estructura sinclinal recumbente regional, la longitud de la sección del trazo en esta zona va del 5+000 al 8+750, el avance será muy lento y la probabilidad de caídos y avances con marcos de acero para estabilizar será continuo, de igual forma se prevé la presencia de abundante agua por escurrimiento entre los planos de estratificación. Los trabajos de geofísica ayudaran a determinar con más detalle la presencia de los cambios laterales para desarrollar un plan de avance en esta área. El trazo propuesto aun esta por establecerse de manera fija, por lo que será necesario completar los estudios para la determinación final de este.

Alternativa 3

Esta sección comprende zonas de interés técnico y económico favorables para su desarrollo:

- Obras de entrada Cercanas a la CH Necaxa y Obras de salida en CH Patla.
- El favorable diseño de obras subterráneas como son: el cuarto de máquinas y el área de transformación.
- La ubicación estratégica de la zona de la Subestación eléctrica.
- Aprovechamiento de la red de Distribución actual con adecuaciones específicas.
- La sección trazada es la más regular topográficamente.

Geológicamente la longitud total de la sección corre a lo largo de la formación sedimentaria con potencia estimada en la proyección de superficie de más de 500 m, varia en color gris claro a gris oscuro por intemperismo, se trata de una caliza micrítica con textura pseudo-sammitica, presenta bandeamiento tipo boudinage, ocasionalmente la presencia de fósiles de la especie Amonoidae. Corresponde a calizas con estratificación media a delgada intercalando con delgadas capas de lutitas que varían de 1 a 3 cm de la formación Pimienta. Esta información permite desarrollar un solo diseño y método constructivo para la perforación.

De modo similar se desarrollará un análisis en el intervalo de cadenamiento 4+000 a 9+450, que es en donde se estima la presencia de problemas de agua entre planos de estratificación porque en superficie se presenta material volcánico compuesto por tobas y coladas de basalto con diaclasas abiertas y en sus bordes se presentan diaclasas columnares, Este tramo deberá ser estudiado con SEV"s para

determinar zonas con debilidades estructurales que puedan proyectarse a la sección del túnel.

En el aspecto de tectónica no hay presencia de ningún tipo de fallas de importancia que afecte al trazo propuesto.

Referente a las obras del punto 2, el diseño se elaboró para una obra que estará a 150 m de profundidad con un diámetro máximo de 20 m.

Alternativa 4

Esta trayectoria presenta factores técnicos que pueden modificar los diseños operativos y constructivos y encarecer la obra. Los principales factores son:

- Inestabilidad en los materiales, esto es, el cambio de pendiente a la CH Tepexic: aquí aparece una variación topográfica importante ya que los niveles base se modifica considerablemente.
- Los frentes de lutitas en esta zona de Xaltepuxtla aparecen con echado a favor del cauce principal, denotando una constante inestabilidad estructural
- Profundidad de exploración se modificara ya que la sección del trazo variara en profundidad para evitar estos niveles.

Todo esto sucede en un trazo de 750 m concluyendo el trazo en la CH Tepexic. La tecnología empleada durante el diseño actualmente es posible, para proveer de más gasto hidráulico para la generación. Esta alternativa se empalma con la alternativa 1 para conducir el agua hasta la CH Patla.

Finalmente con todos los análisis y comentarios de las diferentes áreas de estudio vertidos en este proyecto, de las 4 Alternativas propuestas, se presenta un panorama más certero para el proyecto de Repotenciación del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa, en el estado de Puebla.

4.5.3.6 Conclusiones de la evaluación geológica.

Se construyó una lista de factores condicionantes para la elección de la Alternativa más favorable, en función de todas las variables analizadas. Estas variables, que se muestran a continuación, se les asignó de manera global una calificación de 1 a 10 puntos; la condición ideal tendría diez puntos y la menos favorable tendría un punto.

Dentro de los factores condicionantes tomados en cuenta se encuentran los siguientes:

Litología

A.1 Roca compacta

A.2 Roca fracturada

Tectónica

B.1 Presencia de Fallas

B.2 Ausencia de Fallas

Hidrología superficial

C.1 Escurrimientos abundantes

C.2 Escurrimientos escasos

Naturaleza del Subsuelo

D.1 Favorable

D.2 No favorable

Deslizamientos

E.1 Áreas con alta densidad

E.2 Áreas con media densidad

E.3 Áreas con baja densidad

Precipitación Media

F.1 Precipitación extraordinaria

F.2 Precipitación cercana a la media

F.3 Precipitación baja

Tormentas de Diseño

G.1 Intensa

G.2 Moderada

G.3 Leve

Con base en la información geológica y de riesgo natural analizada, se determinó que entre las cuatro alternativas, la correspondiente a la número 3 es la más aceptable como se observa en la tabla 4.23.

Tabla 4.22. Matriz de factores ponderados geológicos y de riesgo natural condicionantes para las alternativas.

ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4
Factor A (5)	Factor A (4)	Factor A (7)	Factor A (3)
Factor B (8)	Factor B (3)	Factor B (9)	Factor B (5)
Factor C (8)	Factor C (9)	Factor C (5)	Factor C (5)
Factor D (6)	Factor D (4)	Factor D (9)	Factor D (4)
Factor E (7)	Factor E (7)	Factor E (8)	Factor E (1)
Factor F (7)	Factor F (6)	Factor F (9)	Factor F (6)
Factor G (7)	Factor G (6)	Factor G (9)	Factor G (6)
Promedio 6.85	Promedio 5.57	Promedio 8.00	Promedio 4.28

4.6 DISEÑO HIDRÁULICO Y ANÁLISIS PARA LA SELECCIÓN DE TURBINAS

En las cuatro alternativas planteadas para la repotenciación de la central hidroeléctrica de Necaxa, se consideró un flujo de agua de diseño de $75 \text{ m}^3/\text{s}$, así como, la construcción de un túnel de concreto, con un diámetro interior de 5.5 m, con una longitud conforme a la trayectoria correspondiente. La obra de toma en las primeras tres alternativas, se ubica en la presa de Necaxa, mientras que para la última alternativa, se considera en la presa de Tenango. Por otra parte, se consideró en todas las alternativas la ubicación de nuevas casas de máquinas con turbinas de mayor capacidad (dos turbinas por cada casa). En las alternativas propuestas, las centrales se ubicaron según el caso en: Necaxa a 893 m s.n.m., Tepexic a 683 m s.n.m. y Patla a 486 m s.n.m.

En cada una de las alternativas propuestas, se ubicaron los pozos y las cámaras de oscilación, según el caso, con las dimensiones requeridas para amortiguar las fluctuaciones de presión que se presentan debido a las variaciones de flujo en el túnel de alimentación y para almacenar o suministrar el flujo "adicional" cuando se reduce o se incrementa la demanda de flujo en las turbinas por variaciones en la carga. Finalmente, se presentaron los resultados de las presiones a que se encuentra sometido el túnel de alimentación, considerando las máximas presiones que se generan por variaciones de flujo.

4.6.1 Revisión de propuestas.

Para llevar a cabo el trazo definitivo de las diferentes alternativas propuestas para la repotenciación del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa, se trabajó en dos partes:

- El trazo en planta de cada una de las alternativas, y
- El trazo en elevación de cada alternativas

En el primer caso y tomando como base las cartas topográficas del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI) escala 1: 50,000, se llevaron a cabo los trazos (en planta) tomando en consideración los diferentes arreglos que se querían analizar.

Para el segundo caso y una vez definido el trazo en planta, se hizo una primera propuesta para el trayecto de la conducción en perfil. A esta primera propuesta se le llamó versión original.

A diferencia del primer caso, para la realización de las propuestas del trazo en perfil para la conducción, hubo un estrecho trabajo en conjunto con las áreas de Geología y Geotecnia, con la finalidad de solventar, en la medida de lo posible, las observaciones que cada especialidad hizo en su momento al trazo propuesto.

La propuesta original fue modificada, considerando que la topografía es la correspondiente a las cartas topográficas de INEGI en escala 1:50,000, se buscó tener un techo mínimo de al menos de 20 m en los tramos en túnel. Además de considerar una pendiente máxima del 10 al 12% para el adecuado desempeño de los equipos constructivos.

Durante una primera reunión de consenso con el área de Geología, ésta recomendó tratar de mantener la conducción en un mismo estrato, o tener el menor número de cambios entre formaciones. Para cumplir la recomendación de Geología, se propuso un tiro vertical de ± 250 m, con el que la conducción se mantenía en un mismo estrato

En una siguiente reunión de trabajo, el área de Geotecnia mencionó que los trabajos para construir el tiro vertical son muy caros, por lo que recomendó limitar dicho tiro a no más de 150 m. Para evitar los tiros verticales, se propuso un trazo superficial, donde se alternaron tramos en túnel con tramos en superficie.

La propuesta anterior, daba como resultado varios emportalamientos de entrada y salida, además de la necesidad de adquirir una serie de terrenos para colocar la conducción de acuerdo con el trazo marcado. Lo anterior hizo que luego de varias propuestas para la conducción, finalmente se optara por túneles de conducción combinados con tiros verticales limitados a no más de 150 m.

Una vez consensado el trazo en planta y elevación de la alternativa no. 3, para proponer el trazo del resto de las alternativas (alternativas 1, 2 y 4) fueron considerados todos los comentarios y sugerencias hechos por las diferentes áreas en los trabajos para la alternativa no. 3.

4.6.2 Dimensiones del túnel y características del flujo y de las turbinas.

En la literatura abierta relacionada con plantas hidroeléctricas se incluyen procedimientos que permiten definir las características principales de los turbogeneradores. Para la selección de las turbinas hidráulicas Pelton, Francis, Kaplan, se toman en cuenta las condiciones de carga, caudal o gasto bajo las cuales trabajará la turbomáquina. En este proceso de selección, generalmente se utiliza la velocidad específica como parámetro de referencia, en función del cual se definen sus dimensiones principales (*Polo, 1980*). La velocidad específica es el número de revoluciones a que debería girar una turbomáquina hidráulica para suministrar a la flecha una potencia de 1 CV, en una carga de un metro (*Mataix, 1982*).

Las dimensiones del túnel de alimentación de agua y la ubicación de las centrales para cada alternativa, se determinaron a partir de la información proporcionada por el personal técnico de la CLyFC. En cada alternativa, conforme a la longitud del túnel y el flujo de agua para la repotenciación de Necaxa, se establece el diámetro interior del túnel, para obtener la velocidad promedio. Con esta información se calcularon las pérdidas de carga, considerando un factor de fricción

para un acabado interior del túnel, correspondiente a concreto rugoso. La información anterior se utilizó para determinar la carga neta disponible en cada una de las casas de máquinas consideradas para la generación de energía. Con base en la carga neta y caudal disponibles, se establecieron las características de las turbinas requeridas en cada alternativa. En la determinación de dichas características, se utilizó la metodología y el paquete computacional "DimTurb"¹⁰ para la determinación del tipo y dimensiones principales de turbinas Francis, Pelton o Deriaz (turbomáquinas reversibles).

En las secciones siguientes se presentan los resultados obtenidos para cada una de las alternativas, considerando las dimensiones del túnel, flujo de agua, carga neta disponible, tipos de turbinas y potencia total generada en cada casa de máquinas y total por alternativa.

4.6.2.1 Diseño hidráulico y selección de turbinas para la alternativa 1.

La alternativa 1 del proyecto de modernización incluye tres plantas de generación en cascada ubicadas debajo de la presa de Necaxa, que incluyen casas de máquinas en Necaxa, Tepexic y Patla. En la figura 4.106 se muestra el arreglo de la casa de máquinas bajo esta alternativa.

¹⁰ Desarrollado por la Gerencia de Procesos Térmicos del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

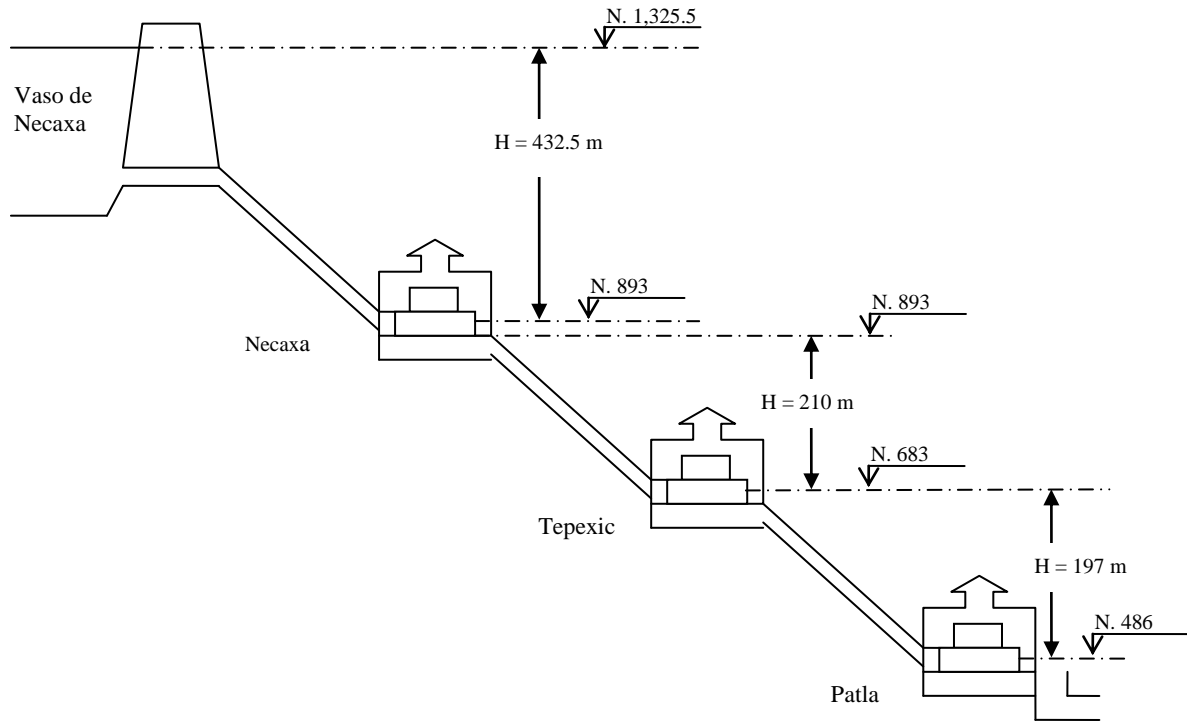


Figura 4.106. Arreglo del sistema hidroeléctrico para la alternativa 1.

En ésta alternativa, la ubicación de las tres casas de máquinas y trayectorias del túnel de alimentación, coinciden con la configuración que tiene actualmente el sistema hidroeléctrico de Necaxa.

En la tabla 4.23 se muestran las dimensiones del túnel, características del flujo y de las turbinas para la casa de máquinas ubicada en Necaxa de la alternativa 1, cuyos datos de diseño corresponden a un túnel de 1200 m de longitud, diámetro de 5.5 m., carga bruta de 432.5 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina). También se muestran, la pérdida de carga de 1.73 m, la carga neta de 430.77 m, la potencia

generada por máquina de 133.98 MW, así como, la total de 267.96 MW, principalmente.

Tabla 4.23. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Necaxa (alternativa 1).

Longitud del túnel (m)	1 200
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	432.5
Pérdida de carga (m)	1.73
Carga Neta/ diseño (m)	430.771
Tipo de turbina	Pelton
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	133.98
Número de polos del generador	24
Velocidad de rotación (r.p.m)	300
Diámetro chorro (m)	0.33
Diámetro rodete (m)	2.90
No. Toberas (chorros)	6
Velocidad específica	66.93
Eficiencia de la turbina	0.89
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	893
Potencia de la planta (MW)	267.96

En la casa de máquinas ubicada en Tepexic, el túnel de alimentación que parte de la casa de máquinas de Necaxa, tiene una longitud de 4795 m, diámetro de 5.5 m, carga bruta de 210 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina). La pérdida de carga resultante es de 6.9 m, con lo que se obtiene una carga neta de 203.1 m, con dos

turbinas Francis cada una con una potencia de 63.87 MW, para proporcionar una potencia total 127.74 MW. En la tabla 4.24, se muestran las características principales del túnel, casa de máquinas, turbinas y generadores eléctricos.

Tabla 4.24. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Tepexic (alternativa 1).

Longitud del túnel (m)	4 795
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	210
Pérdida de carga (m)	6.9
Carga Neta/ diseño (m)	203.1
Tipo de turbina	Francis
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	63.87
Carga estática de succión (m)	-3.0
Número de polos del generador	24
Velocidad de rotación (r.p.m)	400
Diámetro del rodete (m)	2.24
Diámetro ecuatorial máximo (m)	5.79
Velocidad específica	157.7
Eficiencia de la turbina	0.89
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	683
Potencia de la planta (MW)	127.74

De la misma forma, en la tabla 4.25, se muestran las dimensiones del túnel, características del flujo y de las turbinas para la casa de máquinas ubicada en Patla de la alternativa 1, cuyos datos de diseño corresponden a un túnel de 6 504 m de

longitud, diámetro de 5.5 m., carga bruta de 197 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina). Asimismo, se muestran, la pérdida de carga de 9.4 m, la carga neta de 187.6 m, la potencia generada por máquina de 59.01 MW, así como, la total de 118.02 MW, principalmente. También, se muestra la potencia total generada para la alternativa 1, por las tres casas de máquinas (513.75 MW).

Tabla 4.25. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Patla (alternativa 1).

Longitud del túnel (m)	6 504
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	197
Pérdida de carga (m)	9.4
Carga Neta /diseño (m)	187.6
Tipo de turbine	Francis
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	59.01
Carga estática de succión (m)	-3.0
Número de polos del generador	24
Velocidad de rotación (r.p.m)	400
Diámetro del rodete (m)	2.17
Diámetro ecuatorial máximo (m)	5.73
Velocidad específica	167.4
Eficiencia de la turbina	0.90
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	486
Potencia de la planta (MW)	118.02
POTENCIA TOTAL GENERADA EN LA ALTERNATIVA 1 (MW)	513.75

Finalmente, a manera de resumen la alternativa 1 entonces contempla la ubicación de tres casas de máquinas en Necaxa con dos turbinas Pelton alimentadas desde la presa Necaxa, en Tepexic con dos turbinas Francis y en Patla, también con dos turbinas Francis. En la figura 4.107, se muestra la representación esquemática para la alternativa 1.

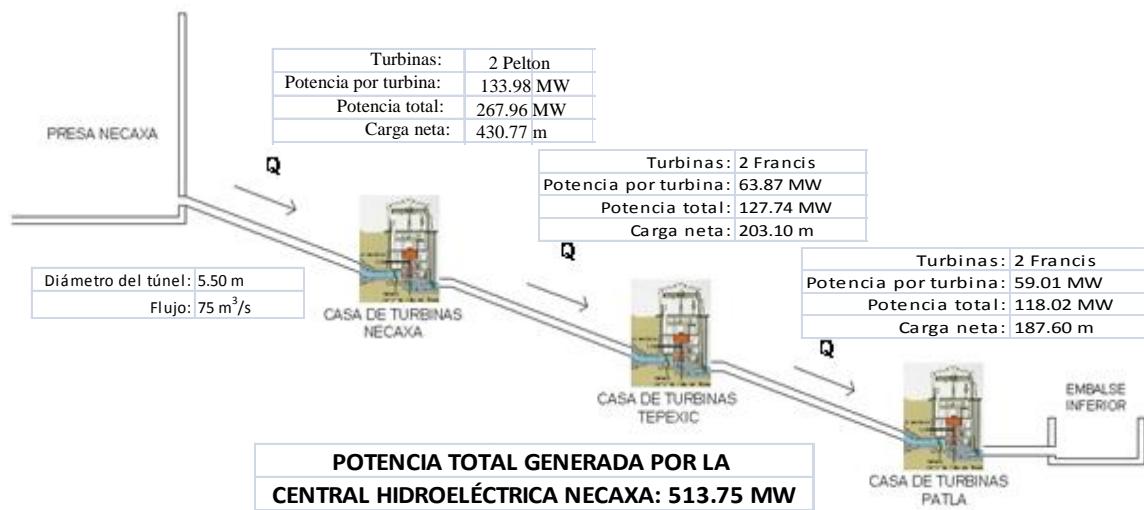


Figura 4.107. Representación esquemática para la alternativa 1.

4.6.2.2 Diseño hidráulico y selección de turbinas para la alternativa 2.

La alternativa 2 del proyecto de modernización incluye una planta de generación ubicada debajo de la presa de Necaxa con casa de máquinas en Patla.

En la figura 4.108 se muestra el arreglo de las casa de máquinas para la Alternativa 2.

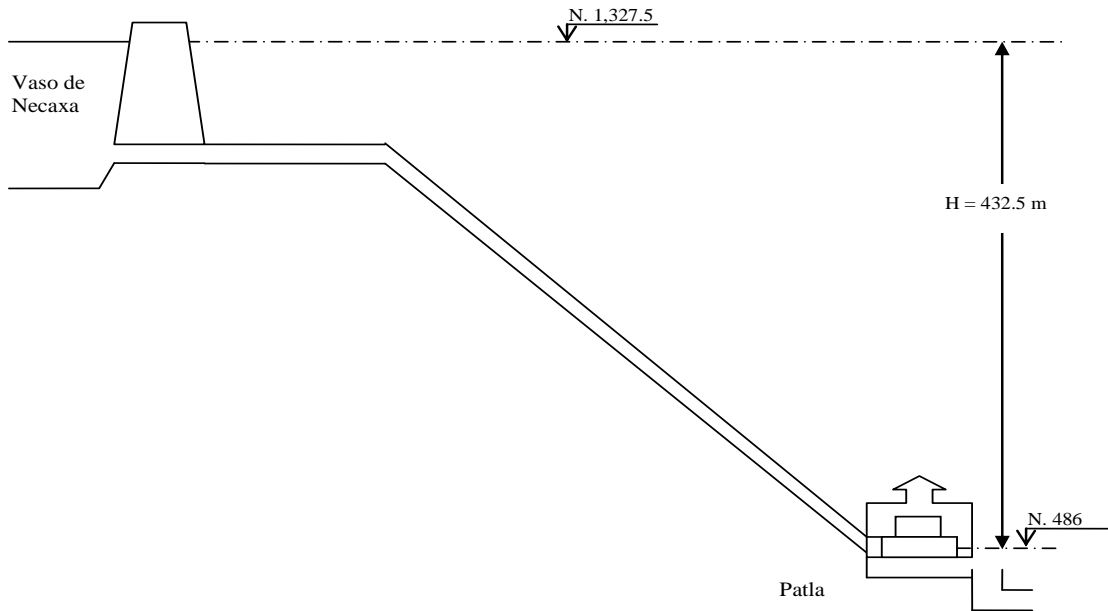


Figura 4.108. Arreglo del sistema hidroeléctrico para la alternativa 2.

En esta alternativa se tiene una sola casa de máquinas ubicada en Patla. El túnel de alimentación que parte de la obra de toma en la presa de Necaxa, es de una longitud de 17,073.01 m, diámetro de 5.5 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina), carga bruta de 842.5 m. La pérdida de carga determinada resulta de 24.6 m, con lo que se obtiene una carga neta de 817.9 m.

Para la potencia generada se consideran dos turbinas Pelton, cada una con potencia de 254.39 MW, para proporcionar un total de 508.78 MW.

En la tabla 4.26, se muestran las dimensiones del túnel y las características del flujo y de la turbina.

Tabla 4.26. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Patla (alternativa 2).

Longitud del túnel (m)	17073.1
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	842.5
Pérdida de carga (m)	24.6
Carga Neta/ diseño (m)	817.9
Tipo de turbina	Pelton
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	254.39
Número de polos del generador	20
Velocidad de rotación (r.p.m)	300
Diámetro chorro (m)	0.258
Diámetro rodete (m)	3.72
Velocidad específica	41.379
Eficiencia de la turbina	0.89
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	486
POTENCIA TOTAL GENERADA EN LA ALTERNATIVA 2 (MW)	508.78

Finalmente, a manera de resumen la alternativa 2 entonces contempla la ubicación de una sola casa de máquinas en Patla, con dos turbinas Pelton. En la figura 4.109, se muestra la representación esquemática para la alternativa 2.

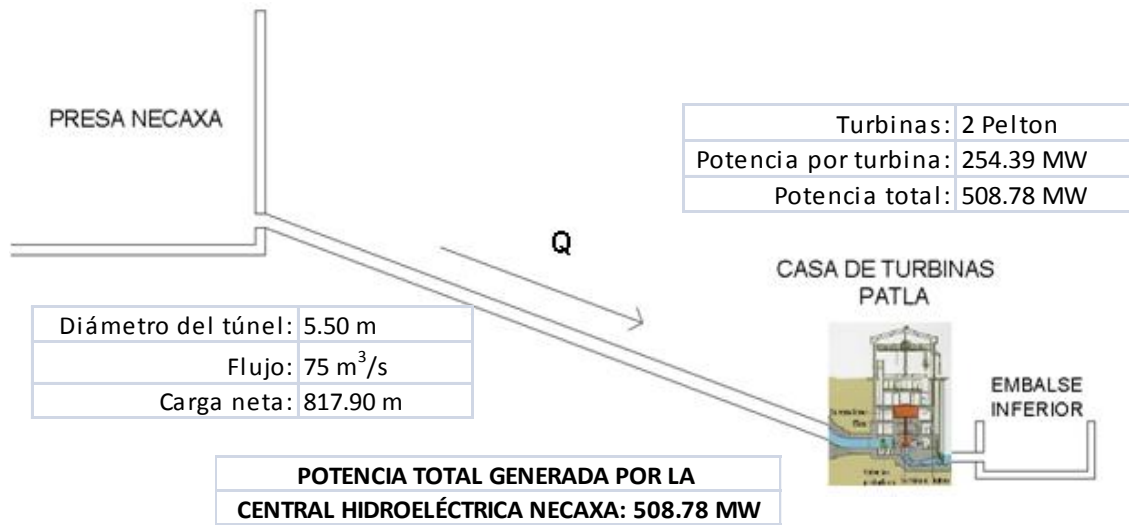


Figura 4.109. Representación esquemática para la alternativa 2.

4.6.2.3 Diseño hidráulico y selección de turbinas para la alternativa 3.

La alternativa 3 del proyecto de modernización incluye una planta de generación ubicada debajo de la presa de Necaxa con casa de máquinas en Patla. En la figura 4.110 se muestra el arreglo de las casa de máquinas para la Alternativa 3.

En esta alternativa, se tiene una sola casa de máquinas ubicada en Patla, También, al igual que la alternativa 2, el túnel de alimentación sale de la presa de Necaxa, tiene una longitud de 12548.4 m, diámetro de 5.5 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina), carga bruta de 842.5 m. La pérdida de carga resulta de 18.08 m, con lo que se obtiene una carga neta de 824.42 m. Para la transformación de energía

se consideran dos turbinas Pelton, cada una con potencia de 256.42 MW, para generar una potencia total de 512.84 MW.

En la tabla 4.27, se muestran las dimensiones del túnel y las características del flujo y de la turbina. Nótese que esta alternativa difiere de la alternativa 2 únicamente en la trayectoria (longitud) del túnel de alimentación.

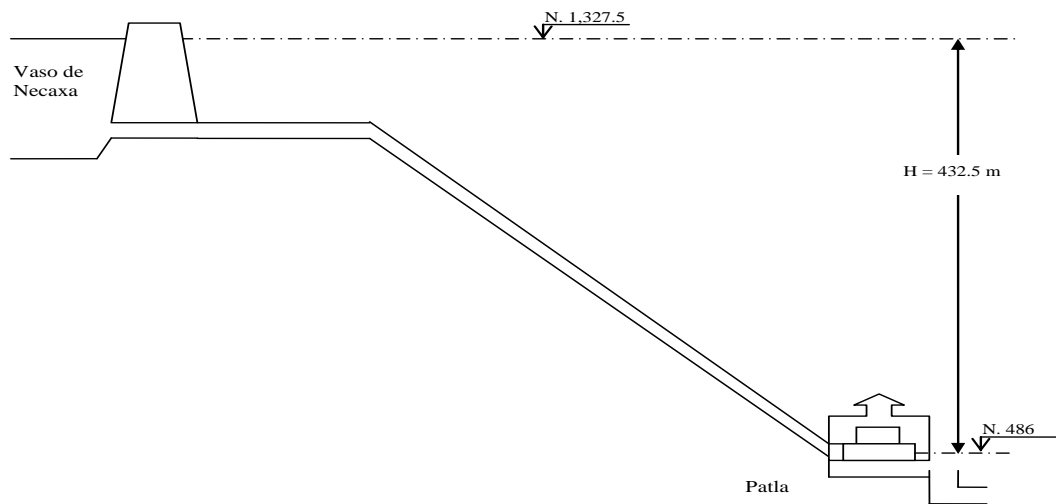


Figura 4.110. Arreglo del sistema hidroeléctrico para la alternativa 2.

Finalmente, a manera de resumen la alternativa 3 contempla también la ubicación de una sola casa de máquinas en Patla pero con trayectoria distinta, con dos turbinas Pelton. En la figura 4.111, se muestra la representación esquemática para la alternativa 3.

Tabla 4.27. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Patla (alternativa 3).

Longitud del túnel (m)	12548.4
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	842.5
Pérdida de carga (m)	18.08
Carga Neta/ diseño (m)	824.42
Tipo de turbina	Pelton
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	256.42
Número de polos del generador	20
Velocidad de rotación (r.p.m)	360
Diámetro chorro (m)	0.263
Diámetro rodete (m)	3.18
Velocidad específica	49.36
Eficiencia de la turbina	0.89
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	486
POTENCIA TOTAL GENERADA EN LA ALTERNATIVA 3 (MW)	512.84

4.6.2.4 Diseño hidráulico y selección de turbinas para la alternativa 4.

La alternativa 4 del proyecto de modernización incluiría dos plantas de generación ubicadas debajo de la presa de Tenango con casa de máquinas en Tepexic y Patla. En la figura 4.112 se muestra el arreglo de las casa de máquinas para la Alternativa 4.

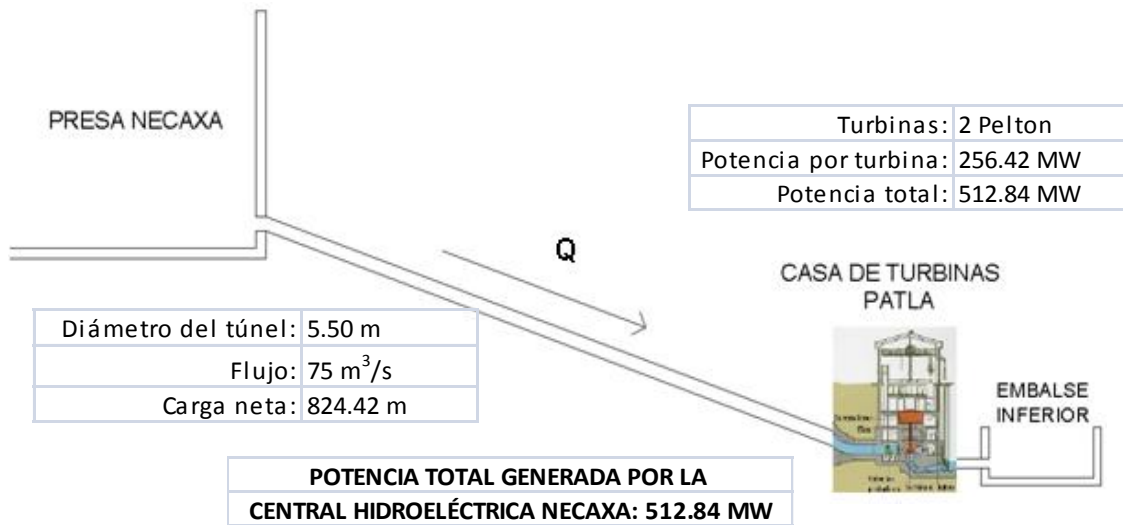


Figura 4.111. Representación esquemática para la alternativa 3.

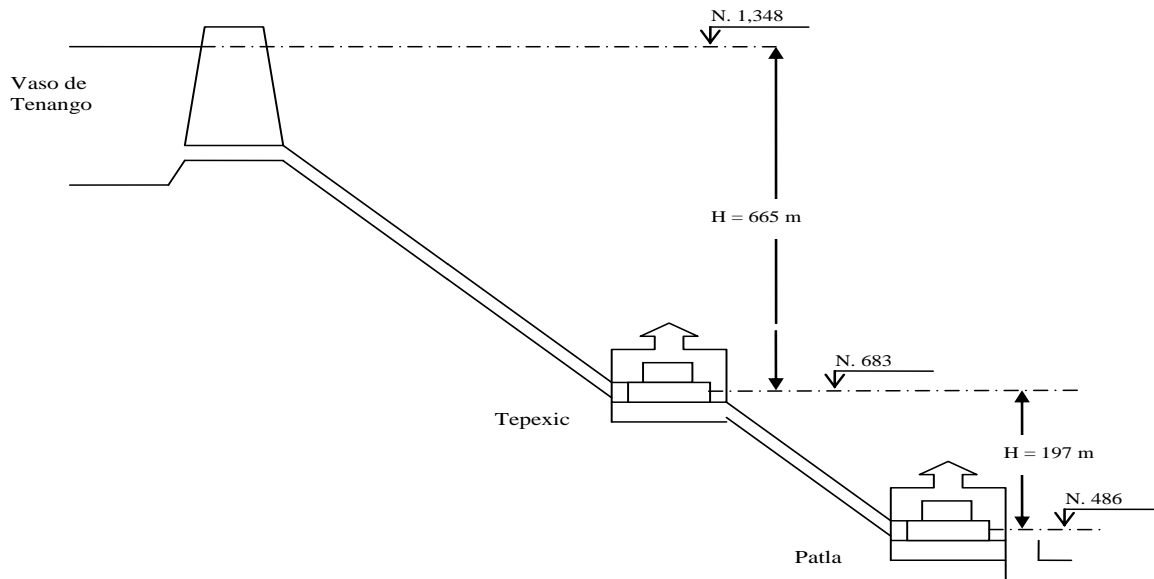


Figura 4.112. Arreglo del sistema hidroeléctrico para la alternativa 4.

En esta alternativa, la obra de toma se ubica en la presa de Tenango, y se tiene una sola casa de máquinas en Tepexic. El túnel de alimentación, es de 3751 m

de longitud, diámetro de 5.5 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina), carga bruta de 842.5 m. La pérdida de carga resultante es de 6.84 m, con lo que se obtiene una carga neta de 650.1 m. Para la transformación de energía se requieren dos turbinas Pelton de 202.2 MW cada una, para proporcionar una potencia total de 404.4 MW. En la tabla 4.28, se muestran las dimensiones del túnel y las características del flujo y de la turbina.

Tabla 4.28. Dimensiones del túnel, características del flujo y selección de turbinas para la casa de máquinas en Tepexic (alternativa 4).

Longitud del túnel (m)	3751
Diámetro interior del túnel (m)	5.5
Caudal de diseño (m ³ /s)	75
Factor de fricción	0.0156
Carga bruta (m)	656.85
Pérdida de carga (m)	6.84
Carga Neta/ diseño (m)	650.1
Tipo de turbina	Pelton
Número de turbinas	2
Potencia por turbina (MW)	202.20
Número de polos del generador	20
Velocidad de rotación (r.p.m)	300
Diámetro chorro (m)	0.279
Diámetro rodete (m)	3.39
Velocidad específica	49.15
Eficiencia de la turbina	0.89
Eficiencia del generador	0.95
Altura sobre el nivel del mar (m)	683
POTENCIA TOTAL GENERADA EN LA ALTERNATIVA 4 (MW)	404.4

Finalmente, a manera de resumen la alternativa 4 contempla también la ubicación de una sola casa de máquinas en Tepexic alimentada esta por el embalse de Tenango. En la figura 4.113, se muestra la representación esquemática para la alternativa 4.

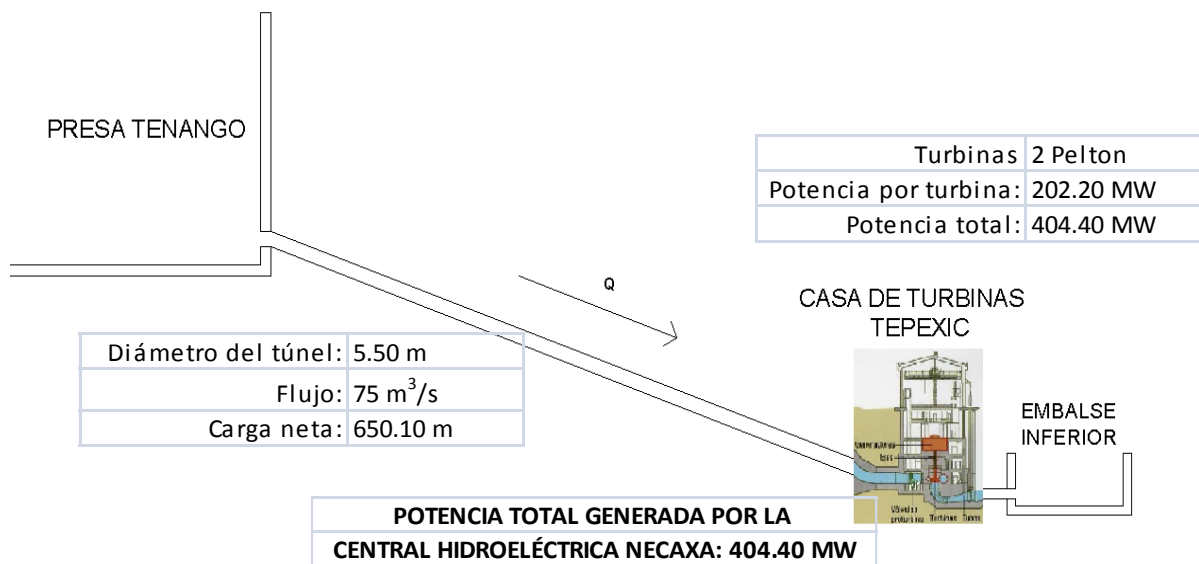


Figura 4.113. Representación esquemática para la alternativa 4.

4.6.2.5 Análisis de resultados.

En la tabla 4.29, se muestra un resumen de las alternativas analizadas, considerando las longitudes de los túneles, la carga neta y la potencia total generada. En esta tabla, se puede observar que la potencia más alta es la obtenida por medio de la alternativa 1, 513.72 MW. Sin embargo, esta alternativa tiene la desventaja de requerir seis turbinas distribuidas en tres casas de máquinas, lo cual,

requiere más recursos para su instalación, operación y mantenimiento. Al respecto, la mejor opción la representa la alternativa 3, la cual, genera prácticamente la misma potencia que la alternativa 1, 512.84 MW, con sólo dos turbinas Pelton ubicadas en Patla. También, para esta alternativa, se encontró que la trayectoria del túnel se puede establecer a través de un mismo tipo de suelo, lo cual, repercute en una mayor seguridad del ducto (suelo estable).

Tabla 4.29. Resumen de las alternativas para la repotenciación del SHN.

ALTERNATIVA	LONGITUD (m)	CARGA NETA (m)	POTENCIA TOTAL (MW)
Alternativa 1			
Necaxa	1 200	430.77	267.96
Tepexic	4 795	203.10	127.79
Patla	6 504	187.60	118.02
			513.72
Alternativa 2	17 073	817.90	508.78
Alternativa 3	12 548	824.42	512.84
Alternativa 4	3 751	650.10	404.40

Es conveniente mencionar que en todas las alternativas planteadas se requieren pozos o cámaras de oscilación para estabilizar la generación eléctrica debido a que el embalse de alimentación (embalse superior) se localiza a distancias considerables desde la casa de máquinas (distancias superiores a 1500 m), excepto la casa de máquinas de Necaxa para la alternativa 1.

Para las alternativas 2 y 4, se tendrían problemas para que los túneles quedaran en el mismo tipo de suelo, además de que para la alternativa 4, se requiere realizar obras para almacenar más agua en la presa de Tenango y poder garantizar el flujo de 75 m³/s, aunado a que la potencia generada por dicha alternativa es la menor, 404.40 MW, debido al salto no aprovechado entre Tepexic y Patla.

4.7 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

El proyecto en general se localiza dentro del Área Natural Protegida denominada Área de Protección de Recursos Naturales Zona Protectora Forestal Vedada "Cuenca Hidrográfica del Río Necaxa", con superficie de 41,693.43 ha, cuyo objetivo es conservar los bosques que cubren en parte la Cuenca Hidrográfica del Río Necaxa ya que son un elemento importante que determina el régimen constante de los manantiales y arroyos cuyas aguas son aprovechadas en las obras hidráulicas destinadas a la producción de energía y luz eléctrica. Hasta el momento no existe programa de manejo del área. Fue declarada como Área Natural Protegida, mediante el Decreto Federal de fecha 20 de octubre de 1938 y recategorizada mediante Acuerdo Secretarial de fecha 9 de septiembre del 2002.

Los considerados del Decreto con respecto "Cuenca Hidrográfica del Río Necaxa" son los siguientes:

- Dentro de la cuenca hidrográfica del río Necaxa se encuentran obras hidráulicas destinadas a la producción de energía y luz eléctrica que proporciona alumbrado a la Ciudad de México y otras grandes poblaciones.
- Los bosques que cubren parte de la cuenca hidrográfica del río Necaxa son un elemento importante que determina el régimen constante de los manantiales y arroyos cuyas aguas son aprovechadas para la producción de energía eléctrica.
- De no conservarse la vegetación forestal que cubre la cuenca del mencionado río, se determinaría un cambio en el clima de la región, al carecerse de la cubierta vegetal sobrevendría la acción erosiva de los agentes físicos sobre los terrenos inclinados, habiendo acarreo de abundantes materiales a los vasos de almacenamiento en perjuicio de su buena conservación y funcionamiento.
- Se ha llegado al conocimiento de que es urgente establecer una zona protectora de la cuenca hidrográfica del río Necaxa.
- En los conceptos anteriores se vislumbran ya la fragilidad de los ecosistemas y la necesidad urgente de su conservación con el fin de proteger la infraestructura hidroeléctrica existente. El Decreto comprendía un polígono que abarcaba la cuenca del río Necaxa hasta la planta

hidroeléctrica de Patla y dejaba fuera la cuenca del río Laxaxalpan, una de las principales alimentadoras del agua del sistema hidroeléctrico.

Dentro del estudio de impacto ambiental, se deben describir las estrategias que se deberán instrumentar para garantizar que el desarrollo del proyecto se realice de acuerdo con los lineamientos normativos y de planeación vigentes, aplicables al área de establecimiento y naturaleza del mismo. El proyecto que se pretende ejecutar pertenece al sector eléctrico y requiere, para su ejecución, la autorización en materia de impacto ambiental y el cambio del uso del suelo de terrenos forestales y preferentemente forestales; por ello, la información se abocó al análisis de la normatividad ambiental aplicable a nivel federal, estatal y municipal. Se revisaron la normatividad vigente y los documentos de planeación para determinar si el proyecto se encuentra acorde a los lineamientos ahí planteados. Uno de los documentos normativos considerado importante es el proyecto "Ordenamiento Ecológico de la cuenca de los Ríos Necaxa y Laxalapan" el cual fue contratado por el Instituto Nacional de Ecología de la SEMARNAT y elaborado por la Universidad Autónoma de Chapingo, el cual se encuentra aún considerado como proyecto.

El Ordenamiento Ecológico de las cuencas de los ríos Necaxa y Laxaxalpa es un instrumento de planeación del territorio, con el cual se pretende equilibrar el crecimiento económico, la calidad de vida de sus pobladores y la conservación de los recursos naturales, en la transición hacia el desarrollo sustentable; considerando la

existencia de diferentes actores sociales, económicos y políticos, que deben involucrarse en su formulación, implementación y evaluación.

El estudio abarca las cuencas las del río Necaxa y Laxaxalpan en su entorno físico y social y se aprecian factores relevantes de cuencas contiguas como la del río San Marcos hacia el Norte, cuyas aguas son importadas a los vasos de Necaxa y Nexapa por medio de acueductos y túneles. El área de estudio abarca un total de 37 municipios, de los cuales 26 son de Puebla, 7 de Veracruz, 3 de Hidalgo y 1 de Tlaxcala

El área de las cuencas de los ríos Necaxa y Laxaxalpa se localizan en la Sierra Norte del Estado de Puebla, que comprende una vasta extensión territorial y una compleja composición socio-cultural. El su totalidad a las cuencas de los ríos Necaxa y Laxaxalpan, afluentes del río Tecolutla e importantes por la generación de energía hidroeléctrica desde 1904 a la fecha.

La Sierra Norte es una de las áreas más rezagadas en el estado; la principal actividad productiva en la región es la agricultura y la ganadería. Otra actividad económica es la pesca en las presas Huauchinango y Juan Galindo y en los ríos Tenampulco y Chingnautla. La problemática ambiental se centra en la pérdida de la cobertura forestal, que con lleva a implicaciones como: estar propensa a derrumbes, aumento de la erosión y la disminución de la productividad de los suelos.

El 56% de los usos del suelo tienen un uso inadecuado y el 44% de la superficie presenta un uso adecuado. En la zona de estudio, se presentaron eventos de lluvias extraordinarias en el año de 1999 propiciando que el río Necaxa desbordara sus aguas en las partes bajas en donde se encuentran asentadas las poblaciones de Patla y Chicontla que resultaron afectadas en sus viviendas. Desde el punto de vista del ordenamiento ecológico las cuencas de los ríos, Necaxa y Laxaxalpan tienen procesos de deterioro ambiental al haberse hecho uso de su territorio sin considerar su aptitud, lo que ocasiona diversos procesos de afectación al ambiente como son:

1. Deforestación.
2. Erosión.
3. Riesgos geológicos por derrumbes, deslizamientos y derrubios en diversas zonas de estas cuencas.
4. Áreas vulnerables que amenazan a varios centros de población de la región.
5. Alteración de la escorrentía.
6. Azolve de presas y ríos.
7. Contaminación del agua por fuentes "no puntuales", (arrastres).
8. Cambios en el microclima.
9. Reducción acelerada del potencial agrologico de la región.
10. Asentamientos humanos e industriales inadecuados que impiden el uso conveniente del suelo de regiones agrícolas, forestales y de vida silvestre.

11. Aumento de la pobreza y marginación de la población rural por el deterioro del suelo y de los recursos naturales, que son el medio de trabajo y subsistencia de múltiples familias campesinas de la región.
12. Contaminación de los ecosistemas aledaños a los centros urbanos por la inadecuada disposición y tratamiento de residuos sólidos y aguas residuales, que cancela opciones productivas para la población regional.
13. Disminución de los espacios naturales y de la biodiversidad de la región por deterioro causado por deforestación, uso inadecuado del suelo y contaminación.

La siguiente etapa del proyecto de "Ordenamiento Ecológico de la Cuenca de los Ríos Necaxa y Laxalapan" será realizar la gestión del mismo, es decir, seguir el procedimiento jurídico administrativo previsto por la LGEEPA que conduzca a su publicación y decreto de este. Para ello será necesario firmar un convenio de coordinación entre SEMARNAT y los Gobiernos de los Estados de Hidalgo, Puebla y Veracruz, establecer un Comité del Ordenamiento y realizar talleres de difusión sobre el mismo, con la participación de los Municipios.

Los criterios ecológicos propuestos por el plan, para uso de obras de infraestructura son:

1. En la cuenca del río Necaxa y parte media de la cuenca del río Laxaxalpan toda obra de infraestructura deberá contar con el estudio de impacto ambiental, el cual se hará bajo la modalidad específica.
2. Está prohibida la explotación de bancos de material en barrancas, cauces y terrenos erosionados y de riesgo geológico.
3. El trazo y construcción de vías de comunicación, líneas de transmisión de energía eléctrica, ductos, acueductos y otras obras lineales, está prohibido en zonas de riesgo por deslaves.
4. Los caminos de acceso deberán contar con reductores de velocidad y señalamientos de protección a la fauna
5. No se permite el derribo de árboles y arbustos ubicados en las orillas de los caminos rurales.
6. Los taludes del camino se deberán estabilizar con vegetación nativa
7. La apertura de rutas y senderos interpretativos para investigación, educación ambiental y turismo de observación, estará sujeta al programa de manejo.
8. Los caminos y terracerías existentes deberán contar con un programa de restauración que garantice en las orillas su repoblación con vegetación nativa.
9. Se prohíbe la construcción de nuevos caminos vecinales.
10. La construcción de obras e infraestructura para el drenaje pluvial deberá considerar un periodo de retorno de 50 años.
11. No deberán realizarse nuevos caminos vecinales sobre áreas de alta susceptibilidad a derrumbes, y deslizamientos

En la siguiente sección, se presentan las ubicaciones y características de los pozos y las cámaras de oscilación, para las cuatro alternativas consideradas en el presente proyecto.

5.9.1 Identificación de impactos

El uso del suelo a lo largo de las alternativas, tomando como área de influencia 0.5 km a cada lado de las conducciones, se presenta en la tabla 4.30:

Independientemente a cada alternativa, los acueductos en su mayoría irán enterrados, por lo que los impactos ambientales potenciales a identificarse serán los ocasionados por las obras complementarias, tales como caminos de acceso, bancos de tiro de material, entre otros.

El primer paso de la identificación de impactos, consiste en sintetizar y ordenar la información relacionada con las actividades del Proyecto en sus diferentes etapas, es decir, preparación del sitio, construcción y puesta en marcha, operación y abandono. Con base en esta información, se generó la siguiente lista de actividades para ejecutar el Proyecto (ver tabla 4.31).

Así mismo, se elaboró el inventario de los factores y atributos ambientales que se presentan en la tabla 4.32.

Tabla 4.30. Uso del suelo para alternativas de repotenciación del SHN.

	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 3		Alternativa 4	
	Superficie		Superficie		Superficie		Superficie	
	%	ha	%	ha	%	ha	%	ha
Bosque de encino- pino incluyendo pino - encino	17.10%	231.4 ha	1.80%	30 ha	6.90%	86.5 ha	NE	NE
Agricultura de Temporal con cultivos permanentes y semipermanentes	47.46%	640.70 ha	25.00%	427 ha	23.10%	288.5 ha	32.50%	113.8 ha
Agricultura de Temporal con cultivos anuales	7.90%	106.1 ha	30.00%	510 ha	20.00%	250.0 ha	67.5	236.3 ha
Bosque mesófilo de montaña con vegetación secundaria	11.40%	154.3 ha	29.00%	500. ha	22.30%	278.8 ha	NE	NE
Pastizal cultivado	NE	NE	8.80%	150 ha	27.70%	346.2 ha	NE	NE
Pastizal inducido	NE	NE	1.50%	25 ha	NE	NE	NE	NE
Bosque de pino	15.04%	207.90 ha	NE	NE	NE	NE	NE	NE
Selva alta y mediana perennifolia	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
Localidades mayores a 2500 hab	0.70%	9.6 ha (1)	3.50%	60 ha (2)	NE	NE	NE	NE
Localidades < 2,500 hab	NE	2	NE	6	NE	7	NE	1
Municipios que toca el trazo y su área de influencia de 500 m a cada lado del acueducto	Juan Galindo, Tlaola, Zihuateutla		Juan Galindo, huauchinango, Tlaola, Zihuateutla		Juan Galindo, xicotepec, Zihuateutla		Huauchinango, Tlaola	
	Longitud aproximada	13.5 km		17.0 km		12.5 km		3.5 km
	Área total	1,350 ha		1,700 ha		1,250 ha		350 ha

Tabla 4.31. Actividades identificadas para las etapas del proyecto de repotenciación del SHN.

ETAPA	ACTIVIDADES
Preparación del sitio	<i>Bancos de material</i>
	<i>Uso y movimiento de maquinaria y equipos</i>
	<i>Caminos de acceso</i>
	<i>Excavación</i>
	<i>Cortes y nivelación</i>
	<i>Generación de residuos sólidos</i>
	<i>Generación de residuos líquidos</i>
Construcción	<i>Tendido de tubería</i>
	<i>Uso de equipo y maquinaria</i>
	<i>Doblado, alineado y soldado de tubería</i>
	<i>Bajado de tubería</i>
	<i>señalamientos</i>
	<i>Construcción e instalación de equipos y obras complementarias.</i>
	<i>Generación de residuos sólidos</i>
	<i>Generación de residuos peligrosos</i>
	<i>Generación de aguas residuales</i>
Operación y mantenimiento	<i>Puesta en marcha de las obras</i>
	<i>Generación de residuos</i>
	<i>Generación de energía</i>
	<i>Inspección y vigilancia (derecho de vía, tuberías, instalaciones, obras complementarias)</i>
	<i>Mantenimiento</i>

Tabla 4.32. Lista de factores y atributos ambientales del proyecto.

SISTEMA	SUBSISTEMA	COMPONENTE	FACTOR
Medio Físico	Abiótico	Aire	Calidad del Aire
			Visibilidad
		Ruido	Nivel de ruido
		Geología y geomorfología	Relieve
			Ruptura superficial por falla
		Suelo	Estructura
			Uso del suelo
			Calidad
			Erosión
		Hidrología Superficial	Patrón de denaje
Calidad			
Medio Biótico	Vegetación	Comunidades vegetales	Densidad y composición florística
			Especies comerciales
			Especies protegidas
	Fauna		Hábitat y refugios
			Especies comerciales
			Especies Protegidas
Medio socioeconómico	Perceptual	Unidades de paisaje	Cualidades escénicas
	Social	Población	Aceptación social
	Económico	Economía	Sector primario
			Sector secundario
			Sector terciario
			Nivel de empleo
			Cambio de valor del suelo
			Desarrollo regional
Infraestructura		Equipamiento	

Los materiales utilizados comúnmente en la construcción de acueductos, tales como suelos, rocas, gravas, arenas, etc., materiales con características especiales normalmente son extraídos y procesados en bancos de materiales; que se encuentran en estado natural en principio. Así también los materiales resultantes de los cortes, túneles y nivelación; tales como suelos y rocas excedentes así como aquellos que serán removidos del tramo del acueducto. Por otra parte la apertura y/o

ampliación de caminos de acceso necesarios para el acceso a los frentes de obra, bancos de material y bancos de tiro entre otros. Son acciones que presentan impactos ambientales sobre el sistema ambiental regional importantes.

Con relación a la vinculación del proyecto con los instrumentos de planeación y normativos, se considera que no va en contra de los usos de suelo establecidos, no obstante es importante se de cumplimiento a las medidas de prevención, mitigación y/o restauración adecuadas para cada una de las etapas del desarrollo del proyecto vigilando el cumpliendo en todo momento con los instrumentos normativos en materia ambiental y de seguridad.

Realizando un análisis de la zona donde se desarrollará el proyecto, se observa que existen una serie de problemas con relación al uso del suelo actual como son:

- Deforestación por tala inmoderada, por espacios abiertos al pastoreo y cultivos de temporal.
- Contaminación de agua y azolve de presas y ríos.
- Pérdida de suelos por deslave.
- Erosión y riesgos geológicos por derrumbes, deslizamientos y derrubios en diversas zonas, que en varios sitios amenazan a centros de población de la región.
- Contaminación del agua y azolve de presas y ríos.

- Reducción acelerada del potencial agrologico de la región por uso inconveniente del suelo y por asentamientos humanos inadecuados, que cancelan el potencial del suelo de áreas agrícolas, forestales y de vida silvestre.

Para el caso de la cuenca media, la deforestación ha planteado su deterioro dramático, pues ella ha sido causa de una gran erosión y deslizamientos, derrubios y derrumbes de rocas y montañas, que hacen de esta zona un lugar de riesgos para las poblaciones humanas que ahí habitan y para sus bienes e infraestructura en general.

El uso inadecuado que se le da al suelo es debido no solo a los altos índices de marginación en la zona, sino también por el clandestinaje. La deforestación es a la fecha uno de los principales problemas y su tendencia es alarmante calculándose tasas de deforestación de 10.81% para zonas con bosque mesófilo.

La explotación de materiales pétreos, la apertura de caminos de acceso y establecimiento de bancos de tiro se deberá de realizar de manera planeada con el fin de evitar un mayor detrimento del medio ambiente y afectar negativamente a varios de sus componentes, principalmente el suelo, generando efectos ambientales que pueden llegar a ser irreversibles de no regular su operación y complementarse con acciones de restauración. Asimismo, como parte de las medidas de mitigación

que se tienen contempladas se planea el rescate de zonas impactadas mediante la implementación de un Programa de Restauración que involucra Reforestación.

El proyecto a desarrollarse tendrá impactos ambientales significativos, pero todos ellos mitigables a través de programas de restauración forestal, forestaciones, programas de manejo de combustibles, programas de rescate de flora y fauna, un programa de control de azolves en bancos en lechos de río y un programa de monitoreo ambiental que demuestre en forma gráfica el desarrollo de los impactos a través de un periodo de 2 años después de su establecimiento.

Los impactos a la vegetación en las superficies donde se desarrolla la obra no se pueden evitar, sin embargo, son mitigables a mediano plazo (5 años) y no causaran impactos acumulativos ya que los caminos de acceso (nuevos), bancos de material y de tiro serán cerrados permanentemente y reforestados al terminar su operación.

Las medidas de mitigación propuestas ofrecen prevenir y compensar adecuadamente los impactos previsibles de esta actividad.

Los beneficios de tipo económico y social que generará este proyecto servirán para que la población ejerza menos presión sobre los recursos naturales y con ello tender a la sustentabilidad ambiental conservando el ecosistema.

4.8 CONCLUSIONES GENERALES DEL PROYECTO

Para el análisis de este proyecto, se consideró el cambio de operación de un régimen base a régimen pico. Con estudios hidrológicos y de disponibilidad de agua, se garantizaron los volúmenes de almacenamiento para la operación de los vasos; esto fue, con gastos de 50 y 75 m³/s para 5 y 3 horas respectivamente, siendo el de 75 m³/s el gasto más conveniente con una probabilidad del sistema aceptable. Tras haber analizado cada alternativa según el enfoque técnico y ambiental mostrado en este proyecto, se evaluó la factibilidad de cada una. Los resultados mostraron que la alternativa número 3, presenta mayores ventajas para la factibilidad del proyecto de repotenciación del SHN.

La alternativa 3 incluye una planta de generación ubicada debajo de la presa de Necaxa con casa de máquinas nueva en Patla (cancelando las centrales de Necaxa, Tepexic y Patla). En esta alternativa, se tiene una sola casa de máquinas ubicada en Patla, El túnel (a alta presión) de alimentación sale de la presa de Necaxa, tiene una longitud de 12548.4 m, diámetro de 5.5 m, flujo de 75 m³/s (37.5 m³/s por turbina), carga bruta de 842.5 m. La pérdida de carga resulta de 18.08 m, con lo que se obtiene una carga neta de 824.42 m. Para la transformación de energía se consideran dos turbinas Pelton, cada una con potencia de 256.42 MW, para generar una potencia total de 512.84 MW. Es conveniente mencionar que en esta alternativa planteada se requiere de pozos o cámaras de oscilación para estabilizar la generación eléctrica debido a que el embalse de alimentación se localiza a distancias

superiores a 1,500 m de la casa de máquinas. En la tabla 4.34, se puede apreciar el incremento que esta alternativa ofrece sobre el estado actual que guarda el Sistema Hidroeléctrico de Necaxa.

Tabla 4.34. Cuadro comparativo entre el estado actual del SHN contra la implementación de la alternativa 3 de repotenciación.

SISTEMA ACTUAL		
CENTRAL	No. UNIDADES	CAPACIDAD
Necaxa	10	113.5 MW
Tepexic	3	45 MW
Patla	2	45.6 MW
Tezcapa	2	5.3 MW
TOTAL	17	209.4 MW
SISTEMA PROPUESTO		
CENTRAL	No. UNIDADES	CAPACIDAD
Patla	2	512.84 MW
TOTAL	2	512.84 MW

Como puede observarse, la alternativa propuesta para la repotenciación del SHN, ofrece un gran incremento considerable en su capacidad de generación. De igual manera, el número de unidades de operación se ven reducidas de 17 a 2, lo que significa un gran ahorro en los costos de operación y mantenimiento a futuro.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La sociedad actual, no podría concebirse sin la producción y el abastecimiento de la energía eléctrica pues esta se ha convertido en un elemento indispensable para prácticamente todas las actividades de la vida moderna. Y una de las fuentes de energía renovable más atractiva es la hidroelectricidad, una energía con grandes beneficios para el mundo de hoy.

Por todo el mundo, muchas centrales hidroeléctricas en particular las más antiguas, están siendo sometidas a grandes proyectos de repotenciación (*Juric, 2003*). Los proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas, se han vuelto un tema muy interesante para los países con tradición en la construcción de tales centrales (*Cavtat, 2003*), y es que la repotenciación de centrales generadoras existentes representa una clara oportunidad para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales.

Dentro de los objetivos que han sido considerados para sustentar un proyecto de mejora a un CH se enlistan los siguientes:

- Prolongación de la vida útil
- Aumento de la capacidad de generación
- Mejora en la eficiencia energética

- Reducción en costos de operación y mantenimiento

Por otro lado, el potencial hidroeléctrico total nacional se estima en 53,000 MW, del cual se tienen identificados 541 sitios con un potencial de 19,600 MW. Según los datos proporcionados por la CFE, el potencial hidroeléctrico aprovechado actualmente para generación de electricidad asciende a los 9,121 MW en 77 (el 42% tiene más de 30 años de operación) centrales con una generación anual de poco más de 20,000 GWh al año. Así mismo, el potencial estimado para centrales con capacidades instaladas menores a los 10 MW se sitúa en los 3,250 MW. Actualmente se han instalado 34 centrales dentro de este rango de capacidad, en los que se ha instalado una capacidad total de 109 MW, generándose anualmente 479 GWh. Una tarea importante que se deberá cumplir en breve, a fin de promover el aprovechamiento de estos recursos, es el estudio de la factibilidad técnica y económica de desarrollar proyectos en los distintos sitios identificados (*Conae, 1995*)

Aunado a lo anterior, las centrales minihidráulicas públicas a cargo de CFE y antes de CLyF, cuyo desarrollo se debió a las necesidades de electrificar el centro del país, tuvieron lugar en diseño y construcción en las décadas de los años 20's a 50's. Por lo tanto, la mayoría de estas plantas han operado por más de 60 años. Al inspeccionarlas se puede advertir que acusan decrementos importantes en la capacidad de sus unidades y que en contados casos se ha procedido a su rehabilitación o automatización integral. Su generación representa el 27% de todas

las centrales minihidráulicas en servicio actualmente (Conae, 1995) y tiene una capacidad promedio de 1.2 MW por unidad.

Actualmente, el 33% de las centrales minihidráulicas públicas y privadas, se encuentra fuera de servicio, dejando de producir cerca de 130 GW/h (Conae, 1995). Estas centrales salieron de servicio en su mayoría por obsolescencia de equipos, altos costos de operación y en algunos casos por falta de agua. Por lo anterior, es recomendable hacer los estudios respectivos en todas estas centrales para identificar aquellas que son viables de poner en servicio nuevamente. Cabe resaltar que al rehabilitar o modernizar una vieja central, según los resultados reportados por CONAE es posible incrementar casi al doble la generación media anual originalmente producida.

Las compañías de suministro eléctrico que pretendan repotenciar la capacidad de generación de sus centrales hidroeléctricas deben realizar un análisis completo de todo lo que implica la generación de energía (Poteet, Keith, 1997) Por eso, para poder decidir un proyecto de repotenciación es necesario realizar un estudio de factibilidad donde se describan aspectos técnicos, económicos y medioambientales (Wang et al, 2001). Dicha razón fue la principal motivación para el desarrollo de este trabajo de tesis. Se definieron los criterios que deberán ser integrados en un proyecto de repotenciación. Y lo más importante, se expuso un estudio de caso relacionado al proyecto de repotenciación de un sistema hidroeléctrico a fin de incrementar y

mejorar su potencia y eficiencia respectivamente, el Sistema Hidroeléctrico de Necaxa (SHN)

En esta tesis, se consideró la repotenciación de una planta generadora de electricidad como un recurso que consiste en la modificación del equipo existente en la planta o la instalación del equipo nuevo, con el objeto de aumentar la energía eléctrica generada y así cubrir con el aumento de la demanda provocado por expansiones y nuevas necesidades, haciendo que al mismo tiempo se extienda la vida útil de la planta. Estos resultados se deben principalmente al rediseño del aprovechamiento hidroeléctrico que involucra necesariamente la optimización del recurso hídrico disponible, es decir que en todos los casos estudiados es posible repotenciar este tipo de centrales.

Como se puede observar, es posible mejorar el aprovechamiento de instalaciones actuales a través de proyectos de repotenciación (Marengo, 2008) con resultados muy atractivos como lo son el aumento en un 75% la capacidad instalada originalmente y la reducción en el número de unidades. Los beneficios pueden incluso ser más y pueden catalogarse en la siguiente manera:

Económico: El costo de asegurar la utilización de infraestructura civil y equipos electromecánicos existentes es menor que el costo de crear nueva infraestructura.

Confiabilidad: Se lograría disponer de tecnología actualizada sin tener que hacer grandes inversiones de capital en la construcción que requeriría un nuevo proyecto completo, esto permitiría mejorar la confiabilidad y la disponibilidad necesarias en ambas plantas.

Tecnológico: Se plantea la posibilidad de poder contar con equipos que permitan acceder a una serie de servicios y opciones que en la actualidad se carecen, como soporte técnico y repuestos, que son ofrecidos por empresas especializadas en este ramo.

Ambiental: El estudio permitiría verificar aspectos ambientales relativos al uso de las cuencas y determinar si existen en las plantas equipos y componentes que generan residuos prohibidos al medio ambiente.

Aprovechamiento: Este puede ser en dos sentido: Extraer más energía de los recursos hídricos existentes e incrementar de la vida útil de las Planta.

Los puntos anteriores se ilustraron bastante bien en la aplicación del proyecto del SHN y los resultados finales del análisis técnico para su repotenciación, dejaron ver lo atractivo que puede resultar un proyecto de estos aún en nuestros días, en que la demanda energética cobra un constante y considerable valor.

Finalmente, a manera de recomendación, se estima importante seguir considerando el estudio económico a la hora de analizar cada alternativa propuesta para repotenciar centrales hidroeléctricas. Actualmente, a pesar de que los proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas han demostrado diversas mejoras, algunos expertos financieros han comprobado que existen aun diversas razones adicionales financieras que hacen más atractiva la repotenciación de una CH. (*Schretter et al, 2003*).

Hasta ahora entonces, es contundente un hecho: La repotenciación de centrales hidroeléctricas, en el caso de así requerirlo y tras haber evaluado distintas alternativas para tal efecto, se considera como una propuesta atractiva para satisfacer las necesidades del país en materia de energía. Mucho se ha dicho sobre las desventajas presentes en la operación de un nuevo proyecto hidroeléctrico. Sin embargo; la repotenciación, modernización, rehabilitación, o cualquier otro concepto usado para indicar la naturaleza, la extensión o el resultado de mejoramiento o incremento en la capacidad de generación de una CH; asume la negativa actual sobre estas grandes obras.

REFERENCIAS

Alcántara, I. (2000), *Landslides: ¿deslizamientos o movimientos del terreno? Definición, clasificaciones y terminología*. Investigaciones Geográficas, Boletín 41, pp. 7 – 25.

Aparicio Mijares, F. J. (2003), *Fundamentos de hidrología de superficie*, Editorial Limusa, 12ª edición, México.

Arias, J. (2005), *Gestión ambiental del proyecto repotenciación C.T. Valle de México*, Reunión de verano de potencia: Aplicaciones industriales y exposición industrial, 18, 2005, Acapulco, Gro., [Memorias]. México, D.F.: IEEE, 2005, 7 p., 6 refs.

Avdic, E., Basic, S. (2002), *Refurbishment of the Una hydro plant in Bosnia*, International journal on hydropower and dams, núm. 2, 2002, pp. 55-58, sin refs.

Bitran, D. (2001), *Características del impacto socioeconómico de los principales desastres ocurridos en México en el período 1980 – 1999*, Secretaría de Gobernación. México. 110 p.

Blanco, M. A. (1999), *Rehabilitating and upgrading hydropower plants*, A hydropower technology round-up report Palo Alto, CA: EPRI, vol. 1, 2 TR-113584-V2, 33 p., 5 ref.

Calderaro, C. (2006), *Rehab Rehabilitación de centrales hidroeléctricas, pautas a considerar en una primera evaluación*, IMSA Hydro, 13 pp. sin refs.

Campos A, Daniel F y Gómez de Luna, Rubén, (1999), *Procedimiento para obtener curvas i-d-Tr a partir de registros*, Revista Ingeniería Hidráulica en México, vol. V, núm. 2, mayo-agosto 1990, pp. 39-52.

Campos–Aranda D.F. (2007), *Estimación y Aprovechamiento del Escurrimiento*, Anexo 6: Aspectos de seguridad hidrológica en embalses. Edición del autor. San Luis Potosí, S.L.P. 2007. Pp. 411–429.

Canning, A. (2003), *Upgrading and modernization of the Poatina and Trevallyn plants, Australia*, International journal on hydropower and dams, vol. 10, núm. 3, 2003, pp. 64-67, sin refs.

Carzon, M. y M. Kirkby (1972), *Hillslope and process*, Cambridge University Press, London, 475 p.

Casselmann, D., et al. (2004), *Rehab roundup: getting the job done*, Hydro review, vol. 23, núm. 1, feb. 2004, pp. 10-14, 3 refs.

Cavtat, (2003), Dubronick, Croacia, [Conference proceedings]. Sutton, Reino Unido: Aqua Media International, 2003, pp. 1109-1116, 4 refs.

CFE., (1983), *Análisis dinámico y de estabilidad de un Sistema Hidroeléctrico*, Manual de Diseño de Obras Civiles-Hidrotecnia, A.2.7., 1983.

CFE., (1983), *Consideraciones generales*, Manual de Diseño de Obras Civiles-Hidrotecnia, A.2.1, 1983.

CFE., (1983), *Planeación de Sistemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico*, Manual de Diseño de Obras Civiles-Hidrotecnia, A.2.8., 1983.

CFE. (2000), *Potencial Hidroeléctrico Nacional*, Subdirección de Construcción, Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos, Dic 2000 84 pp.

CFE. (2009), *Informe anual*.

CFE, *cuarto informe de labores 2009-2010*.

CFE-POISE, 2008-2017, *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico*, Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación.

Chiba, K. (2007), *New technical solution for the refurbishment of hydropower plant*, Hydro conference proceedings (HYDRO), 14, 2007, Granada, España, [Conference proceedings]. Granada, España: Aqua Media International, 2007, 8 p., sin refs.

Conae. (1995), *Estudio de la situación actual de la minihidroeléctrica nacional y potencial en una región de los estados de Veracruz y Puebla*, En Línea: [http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1686_situacion_actual_de_]

Conae. (1995), *Informe Final : Metodología para evaluar centrales Minihidroeléctricas*, Coordinación Técnica, Junio 1999. 61pp.

Conae. (2010), *Las energías renovables en México y el mundo. Semblanzas*, En línea:[<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7157/1/Semblanza09.pdf>].

Crozier, M. (1973), *Techniques for the morphometrical analysis of landslides*. *Zeit Fuer Geomorphol.*, 17, pp. 78-101.

Domínguez Mora, R. et al. (2000), *Estudios complementarios para proponer reglas de operación del vertedor de la presa Tenango*, Diciembre 2000.

Dupuy, M. (1995), *Hydro Refurbishments: Making the Economic Choice*, Hydro Review Worldwide, vol. 3, núm. 5, 1995, pp. 10-15, 1 ref.

Escalante Sandoval, C. A. y Reyes Chávez, L. (2005), *Técnicas estadísticas en hidrología*, Facultad de Ingeniería UNAM, 2ª. Edición, México.

Gass, M. E. (2003), *Mechanical rehabilitation: lessons learned at Moccasin powerhouse*, Hydro review, vol. 22, núm. 1, mar. 2003, pp. 10-12, sin refs.

Gay, G. C. (2000), *México: una visión hacia el siglo XXI. El cambio climático en México*, Universidad Nacional Autónoma de México. Programa Universitario de Medio Ambiente-Ed. Toffer S.A. de C.V. 220 pp.

González, J. (1978), *Estado actual de la evolución del potencial hidroeléctrico nacional*, Comisión Federal de Electricidad, México, 1978.

Gracia Sánchez, Jesús (1995), *Sedimentación en Embalses*, capítulo 18 del manual de ingeniería de ríos, Instituto de ingeniería. UNAM.

Goudie, A. (ed.) (1990), *Geomorphological techniques. The British Geomorphological Research Group*, Routledge London, 570 p.

IIE. (2009), *Evaluación técnica y económica de alternativas para la repotenciación del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa*, Gerencia de Ingeniería Civil, IIE/42/13733/I001/F/DC, Informe técnico, octubre 2009.

Juárez, J., et al (2008), *Criterios fundamentales para la operación de plantas hidroeléctricas en cascada*, RVP-AI/2008-GEN-08 ponencia recomendada por el comité de generación del capítulo de potencia del IEEE sección México y presentada en la reunión de verano, RVP-AI'2008, Acapulco Gro., del 6 al 12 de julio del 2008.

Juric, V., Sever, Z. (2003), *An approach to hydro-electric refurbishment schemes regarding the new installed power*, Hydro conference proceedings (HYDRO), 2003,

Kaufmann, J.P.; Ionescu, C. (2002), *Increasing the output and efficiency of the Kaplan units at Iron Gates 1*, International journal on hydropower and dams, núm. 2, 2002, pp. 51-54, 3 refs.

Keefer, D. (1984), *Landslides caused by earthquakes*, Geol. Soc. Am. Bull., USA, pp. 406-421.

Kozarev, P., et al (2008), *The rehabilitation of hydro plants in Bulgaria*, International journal on hydropower and dams, vol. 15, núm. 2, 2008, pp. 78-80, sin refs.

Lazzeri, L., et al (1999), *Giving new life to old plants*, Power gen - Europa, 1999, Frankfurt, Alemania, [Proceedings]. Utrecht, Holanda: Pennwel, 1999, 14 p., 10 refs.

Marengo, H. (2008), *Proyectos hidroeléctricos en México*, XX Congreso Nacional de Hidráulica, Infraestructura hidráulica, sustento de desarrollo en México, AMH, Toluca, Edo. de México, del 5 al 10 de octubre de 2008. Presentación PDF.

Mataix Claudio (1975), *Turbomáquinas Hidráulicas* Editorial ICAI, Madrid, España, pp. 372.

Mataix Claudio, (1982), *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*, 2ª Ed. Editorial Harla, 1982, N.Y., USA.

Montiel-García, (2009), *Estudios geológicos para el Sistema Hidroeléctrico de Necaxa*, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Ingeniería Civil, IIE/42/13733/I001/F/DC, Informe técnico, cap. 3, octubre 2009.

Mulás del Pozo P, y A. Reinking C. (1998). *Compendio de información del sector energético mexicano*, Universidad Nacional Autónoma de México. 106 pp.
Polo Encinas Manuel (1980), *Turbomáquinas Hidráulicas*, Editorial Limusa, Segunda Edición.

Poteet, M.S.; Keith, G.O. (1997), *Cooling and uprate analysis of hydro generators*, International conference on hydropower - WATERPOWER, 1997, Atlanta, GA, [Proceedings]. Nueva York, NY: ASCE, 1997, vol. 1, pp. 740-749, 25 refs.

Ropelewski, C.F. and M.S. Halpert, (1987), *Global and regional scale precipitation patterns associated with El Niño/Southern Oscillation*, Mon. Wea. Rev. 115:1606-1626.

Sánchez-Sesma, J. (2004). *Análisis y Síntesis del Cambio Climático*, Tesis Doctoral, DEPMI-UNAM.

Sánchez y Sosa, (2009), *Variabilidad y tendencias de la precipitación asociadas al cambio climático y el fenómeno del niño*, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Ingeniería Civil, IIE/42/13733/I001/F/DC, Informe técnico, cap. 6, octubre 2009.

Selby. M. J. (1993), *Hillslope materials and processes*, Ed. Oxford University Press, Oxford. 451 p.

Schretter, J., et al (2003), *Two financial reasons why repowering is compelling compared to other supply options*, ASME turbo-expo, 2003, Atlanta, GA, [Proceedings]. Nueva York, NY: ASME, 2003, 6 p., sin refs.

Terzaghi, K. (1950), *Mechanism of landslides, application of Geology to Engineering Practice*, Geol. Soc. Am., Berkeley, vol. 83, 122 p.

Tesha, L. (2005), *Upgrading and modernizing Kidatu in Tanzania*, Hydro review worldwide, vol. 13, núm. 5, nov. 2005, pp. 14-18, sin refs.

Tinacci, C.A. (2005), *Upgrading, automating unit controls at St. Lawrence: sharing insights*, Hydro review, vol. 24, núm. 5, sept. 2005, pp. 48-54, 3 refs.

Wang, S., et al (2001), *Identifying winning repowering opportunities*, International joint power generation conference, 2001, Nueva Orleans, LA, [Proceedings]. Three park Avenue, NY: ASME, 2001, vol. 1, pp. 421-427, 10 refs.

Weimin, C.; Xinrun, W. (1998), *Refurbishment and Upgrading of the Liujiaxia Plant in China*, Hydropower and Dams, vol. 5, núm. 4, 1998, pp. 76-78, sin refs.

Williams, S. (1994), *San Diego Repowers with 501Fs for Power and Efficiency Boost*, Gas Turbine World, vol. 24, núm. 4, jul./ago. 1994, pp. 11-16, sin refs.