

Agencia de Cooperación Internacional del Japon (JICA)

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL
COMPLEJO HIDROELECTRICO
SOBRE EL RIO TOROLA
EN LA
REPUBLICA DE EL SALVADOR
(Proyecto El Chaparral)**

INFORME FINAL

RESUMEN



MARZO 2004

**ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(J-POWER)
TOKIO JAPON**



Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL
COMPLEJO HIDROELECTRICO
SOBRE EL RIO TOROLA
EN LA
REPUBLICA DE EL SALVADOR
(Proyecto El Chaparral)**

INFORME FINAL

RESUMEN

MARZO 2004

**ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(J-POWER)
TOKIO-JAPON**



1175141【9】



Sitio de Presa El Chaparral



Vista del Sitio de Presa El Chaparral Aguas Arriba



Vista del Sitio de Presa El Chaparral Aguas Abajo



Investigación Medio Ambiental



1^{ra} Reunión Informativa Pública (Junio, 2003)

INDICE

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Capítulo 1. RESEÑA DEL ESTUDIO	1-1
1.1 Antecedentes del Proyecto	1-1
1.2 Generalidades del Proyecto	1-2
1.3 Generalidades de El Salvador	1-3
1.3.1 Geografía y Clima	1-3
1.3.2 Situación Económica	1-3
1.4 Situación General del Área del Proyecto y Sus Alrededores	1-4
1.4.1 Topografía	1-5
1.4.2 Geología	1-5
1.4.3 Clima	1-5
1.4.4 Ambiente Natural	1-6
1.4.5 Ambiente Social	1-6
1.4.6 Generación Hidroeléctrica en la Cuenca Hidrográfica	1-6
1.5 Situación del Sector Eléctrico	1-7
1.5.1 Resumen	1-7
1.5.2 Agentes del Mercado Eléctrico	1-7
1.5.3 Instalaciones para el Suministro de Energía y Sistema de Compraventa de Energía	1-8
1.5.4 Situación entre la Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica	1-9
Capítulo 2. ANALISIS TECNICO	2-1
2.1 Meteorología e Hidrología	2-1
2.1.1 Generalidades	2-1
2.1.2 Caudal del Area del Proyecto	2-1
2.1.3 Crecidas del Sitio del Proyecto	2-2
2.1.4 Crecidas Frecuenciales	2-3
2.1.5 Sedimentación	2-4
2.2 Geología	2-4
2.2.1 Generalidades	2-4
2.2.2 Obras para el Estudio	2-5
2.2.3 Geología del Area del Proyecto El Chaparral	2-5
2.3 Sismicidad	2-7
2.3.1 Generalidades	2-7
2.3.2 Máxima Aceleración	2-8
2.3.3 Coeficiente Sísmico Horizontal de Diseño	2-8

2.4	Pronóstico de la Demanda de Energía y Plan de Suministro	2-9
2.4.1	Pronóstico de la Demanda de Energía	2-9
2.4.2	Plan de Suministro de Energía.....	2-10
2.4.3	Balance entre la Demanda de Potencia y el Suministro.....	2-10
2.4.4	Fecha de Puesta en Marcha de la Central El Chaparral	2-10
2.5	Diseño a nivel de Factibilidad.....	2-10
2.5.1	Presa y Estructuras Anexas.....	2-11
2.5.2	Canales y Casa de Máquinas.....	2-12
2.5.3	Equipos Eléctricos y Mecánicos	2-12
2.6	Plan de Transmisión	2-13
2.6.1	Generalidades del Sistema de Transmisión.....	2-13
2.6.2	Plan de Líneas de Transmisión	2-14
2.6.3	Análisis del Sistema Eléctrico	2-15
2.6.4	Recomendación para el Sistema de Transmisión.....	2-16
2.7	Evaluación de Impactos Ambientales	2-16
2.7.1	Caracterización del Medio Natural	2-16
2.7.2	Identificación de Impactos Ambientales.....	2-19
2.7.3	Medidas de Mitigación	2-19
2.7.4	Identificación de Riesgos y Medidas de Contingencia	2-20
2.8	Plan de obras y Costo de Construcción.....	2-20
2.8.1	Plan de Obras	2-20
2.8.2	Cronograma de Obras	2-22
2.8.3	Costo de Construcción	2-22
Capítulo 3 EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA		3-1
3.1	Evaluación Económica.....	3-1
3.1.1	Metodología.....	3-1
3.1.2	Costo Económico del Proyecto.....	3-1
3.1.3	Beneficio Económico del Proyecto.....	3-1
3.1.4	Evaluación Económica	3-1
3.2	Evaluación Financiera.....	3-2
3.2.1	Metodología.....	3-2
3.2.2	Costo Financiero y Beneficio del Proyecto	3-3
3.2.3	Evaluación Financiera.....	3-3

Lista de Tablas

Tabla 2.1	Cronograma de Construcción del Proyecto El Chaparral
Tabla 2.2	Proyecto El Chaparral – Resumen del Costo del Proyecto

Lista de Figuras

Fig. 2.1	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Planta de Presa
Fig. 2.2	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Elevación de Presa y Secciones Típicas
Fig. 2.3	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Planta y Sección del Túnel de Desvío
Fig. 2.4	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Plano de Perforaciones en la Presa
Fig. 2.5	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Obra de Toma Perfil y Sección
Fig. 2.6	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Sección Típica de Tubería Forzada
Fig. 2.7	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Casa de Máquinas Sección Típica
Fig. 2.8	Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral: Casa de Máquinas Planta
Fig. 2.9	Plan de Instalaciones Temporales
Fig. 2.10	Plan de Construcción de Caminos alrededor del Embalse

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y Recomendaciones

El Estudio de Factibilidad del Complejo Hidroeléctrico sobre el Río Torola de la República de El Salvador inició en marzo de 2001. Teniendo en consideración las siguientes razones basadas sobre los resultados del Estudio, se ha llegado a la conclusión que el Proyecto es factible desde el punto de vista técnico, económico, financiero y del medio ambiente. A continuación se describe el perfil de la conclusión:

Conclusiones

(1) Necesidad del desarrollo hidroeléctrico

El presente Proyecto está conforme con los conceptos básicos siguientes que tiene El Salvador para el desarrollo hidroeléctrico:

- a) Satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica haciendo uso de los recursos hídricos en forma competitiva y sostenible.
- b) Contribuir al control del uso de recursos de petróleo mediante la generación hidroeléctrica.
- c) Aprovechar los recursos hidroeléctricos del Río Torola en forma eficiente.

En caso de introducir una nueva central de energía eléctrica, se pueden tener varias opciones: un nuevo desarrollo hidroeléctrico como el presente Proyecto El Chaparral, importación de la energía de otros países, construcción de centrales térmicas por el sector privado. Sin embargo, se puede priorizar el desarrollo hidroeléctrico de acuerdo a los siguientes puntos de vista:

- Deberá ser conforme a los lineamientos políticos nacionales de energía, tales como afrontar los problemas del medio ambiente y promover el desarrollo de energía alternativa.
- Se requerirá disponer de fuentes de energía ajustables para la variación de carga con una respuesta rápida contra las variaciones de frecuencia y fallas en el sistema de energía para poder satisfacer la demanda en las horas de punta.

Como se ha mencionado anteriormente, el presente Proyecto de desarrollo hidroeléctrico tiene un valor muy significativo para asegurar una fuente de energía eléctrica confiable, dentro de la situación en la que tenemos que enfrentarnos con la necesidad de lograr fuentes de energía sin

petróleo en los problemas medioambientales de CO₂ a nivel mundial, la desregulación de la energía eléctrica y la comercialización de energía mediante el SIEPAC.

(2) Proyecciones de la demanda de energía eléctrica

En El Salvador se incrementa constantemente la demanda de energía eléctrica. El crecimiento medio anual de la energía y el de la potencia máxima durante los últimos 10 años son unos 4.9 % y 4.7 %, respectivamente. En cuanto al balance entre la demanda y la oferta de energía en 2002, donde se ofreció la energía importada de Guatemala y Honduras y también la energía de Productores Independientes de Energía Eléctrica (IPP por siglas en inglés), la generación total de energía en el país fue aproximadamente 3,981 GWh (91.2%) y la importada unos 384 GWh (8.8%).

En estas condiciones, según el plan actual de desarrollo eléctrico, después de 2009 entrará en una situación severa respecto al balance entre la demanda y oferta de potencia y energía, debido a que el factor de reserva bajará hasta menos de 10 % en potencia y energía en 2008. Por consiguiente, se necesitará un nuevo desarrollo de potencia eléctrica para los años posteriores a 2008.

Dentro de la curva de carga diaria de El Salvador, se da una carga de punta en horas de 18:00 a 22:00 (carga de punta). Para responder a esta situación, el presente Proyecto está diseñado para la operación en horas en punta, incluyendo el caudal ecológico mínimo que se mantendrá siempre. Por lo tanto, junto con otras centrales hidroeléctricas existentes, la central El Chaparral servirá como central de punta, o sea, para suministrar la energía durante 3 ó 4 horas en las horas de máxima demanda a lo largo de todo el año, aunque en la estación húmeda también servirá para la carga base.

(3) Antecedentes del Estudio y esquemas del desarrollo

Mediante el estudio de prefactibilidad para el plan de desarrollo hidroeléctrico sobre el Río Torola que se realizó desde diciembre de 1997 hasta marzo de 1999, se estudiaron varios esquemas de desarrollo para el total de 8 sitios potenciales. Resulta que desde el punto de vista económico y de medio ambiente se seleccionaron dos sitios, La Honda y El Chaparral, en el tramo bajo del Río Torola como proyectos del futuro cercano. Posteriormente inició el estudio de factibilidad en marzo de 2001 y en su fase preliminar se examinaron los dos sitios y se estableció que el proyecto La Honda no tendría rendimiento económico y el estudio detallado se centró en el proyecto El Chaparral.

En la fase del estudio detallado, se realizaron estudios (topografía, geología y medio ambiente)

mediante la subcontratación local y se elaboró el plan de desarrollo para El Chaparral de acuerdo con los resultados del estudio.

(4) Topografía y condiciones naturales

Dentro de la cuenca hidrográfica del Río Torola se encuentran cerros con pendientes relativamente suaves con pocos terrenos planos. La topografía de la zona no tiene condiciones favorables para obtener una caída necesaria de agua mediante un sistema de introducción por tubería, debido a que la pendiente del río no es muy pronunciada (de 1/100 a 1/200) y además el río no tiene curvas muy notables. Por lo tanto, la generación de tipo presa es más apropiada para el desarrollo hidroeléctrico.

Dentro de la cuenca del Río Torola, se ven distribuidas rocas volcánicas y piroclásticas formadas por las actividades volcánicas en las eras terciaria y cuaternaria.

En el sitio del proyecto El Chaparral se encuentran brecha tobácea y basalto. Los sedimentos superficiales del cauce generalmente no tienen capas gruesas, incluyendo el depósito de arenas y gravas. El lecho rocoso generalmente tiene alta permeabilidad, por lo tanto el nivel freático está bajo.

La cuenca del Río Torola tiene dos estaciones climáticas, una es la estación seca que tiene duración entre noviembre y abril y otra es la estación lluviosa entre mayo y octubre. En los meses de poca precipitación de diciembre a febrero, casi no llueve y en los meses de junio a septiembre la lluvia alcanza una precipitación de 300 a 500 milímetros. La precipitación anual de la cuenca varía de 1,200 a 2,900 milímetros.

(5) Escala óptima de desarrollo

En el examen de la escala de desarrollo hidroeléctrico se realizó una comparación económica respecto a los diferentes volúmenes de almacenamiento que correspondían a varios niveles máximos de agua (HWL), suponiendo la duración requerida de 3 a 4 horas para la demanda en punta.

En este caso, se descargará de la presa siempre un volumen de agua que corresponde al caudal ecológico mínimo ($2 \text{ m}^3/\text{s}$) a través de la pequeña unidad turbogeneradora instalada al final de una tubería forzada bifurcada de la tubería forzada principal.

Como se ha observado anteriormente, se ha examinado la escala de generación eléctrica, estableciendo varios casos de comparación con diferentes combinaciones entre el caudal máximo y el nivel máximo de agua. Resulta que aunque se eleva la altura de la presa, el costo

total de construcción no se incrementará en forma considerable, debido a que el sitio de la presa tiene una topografía relativamente escarpada dentro del área de El Chaparral. Por lo tanto, se entendió que es económico elevar la altura de la presa para asegurar el volumen efectivo de almacenamiento. El caso de tener el nivel máximo más alto de agua (HWL: 212msnm, Qmax: 100m³/s) fue el más económico y llegó a ser la escala óptima.

(6) Resumen del plan de desarrollo

El presente Proyecto tiene por objeto el desarrollo hidroeléctrico mediante construcción de una presa en un área de la cuenca baja del río Torola aguas arriba de la frontera con Honduras. La presa será de concreto de gravedad con el volumen aproximado de 370,000m³ y la altura de 87.5 metros y regulará el flujo promedio anual de 1,489×10⁶ m³ mediante un embalse de 106 × 10⁶ m³ de capacidad de almacenamiento.

Se descargarán 100m³/s de caudal máximo para la generación eléctrica a través de la obra de toma ligada a la presa y se conducen por una tubería forzada de unos 145 metros de longitud hasta la casa de máquinas ubicada al pie de la presa en la margen izquierda. Se generará la energía eléctrica de 220.6 GWh por año con la potencia máxima de 64.4MW (una unidad) y se transmitirá en una línea a 115 kV hasta la subestación existente 15 de Septiembre.

Además de la unidad turbogeneradora principal, estará instalado un turbogenerador de capacidad pequeña (1.3MW) que aprovechará el caudal ecológico mínimo para su funcionamiento. Si se incluyen la energía generada por este turbogenerador pequeño y otra energía incrementada en la central 15 de Septiembre por la regulación del caudal aguas abajo, la energía total alcanzará 233.2GWh.

(7) Diseño a nivel de factibilidad

El eje de la presa está fijado en un sitio relativamente cerrado, ubicado a unos 300 metros aguas arriba de un tramo del río Torola que corresponde a la frontera con Honduras. El sitio de la presa es geológicamente basáltico y no se han identificado fallas grandes. Generalmente, la sedimentación superficial no tiene mucho espesor, excepto la zona meteorizada de mucho grosor en la margen derecha. El lecho rocoso en el cauce no tendrá problemas en la construcción de una presa de concreto de gravedad con la altura de 80 a 90 metros. Para diseñar la forma de la presa, se ha calculado la estabilidad en base a los movimientos sísmicos previstos para el sitio de la presa. La altura máxima de la presa será 87.5 metros desde el lecho rocoso hasta la cresta y el cuerpo de la presa tendrá un volumen de unos 370,000 m³. Para obtener agregados de concreto de la presa, se aprovecharán principalmente arenas y gravas del cauce a

unos 2.0 kilómetros aguas arriba del eje de la presa.

El lecho rocoso del sitio de la presa generalmente tiene alta permeabilidad. En las pruebas de permeabilidad realizadas en perforaciones a lo largo del eje de la presa, existen zonas donde se indica un valor aproximado de 20 Lu y el nivel freático está muy bajo. Por lo tanto, se ha preparado un plan de realizar inyecciones de cortina para controlar la filtración del agua embalsada a través del lecho rocoso de fundación de la presa y también inyecciones de consolidación para mejorar el lecho rocoso bidimensionalmente.

El tipo de vertedero será derramadero superficial con compuertas en la parte central de la presa y está diseñado para descargar la crecida máxima probable (CMP) de 6,484 m³/s al tener agua en el nivel máximo.

La casa de máquinas se ubicará en la margen izquierda que tiene una distribución geológica relativamente favorable y una facilidad de acceso. La salida de descarga estará instalada dentro de la casa de máquinas. Y la casa de máquinas estará construida semi enterrada, considerando la facilidad de trabajo y aspectos económicos. El transformador de potencia estará instalado fuera, pero al lado de la casa de máquinas en el lado de los cerros. El patio de distribución estará ubicado en una zona nivelada de la margen izquierda y aguas abajo de la casa de máquinas.

(8) Costo de construcción y cronograma de obras

En el fondo requerido para el presente Proyecto, están incluidos el costo directo de construcción y el costo indirecto de construcción. El costo directo de construcción es: el costo de obras preparativas, costo de obras civiles, costo de equipos hidráulicos, costo de equipos eléctricos, costo de adquisición de terrenos, costo de medidas para la protección medioambiental, etc. El costo indirecto es: el costo de administración de obras y el costo de contingencia para la variación de cantidades. La suma total calculado con precio base de 2003 es aproximadamente US\$135.3 millones. En este monto, está incluido el costo de línea de transmisión para la distancia de 43 kilómetros desde la presente central hasta la subestación 15 de Septiembre.

La duración de construcción será 3 años y 4 meses aproximadamente, es decir, es el período desde el inicio de obras preparativas hasta el inicio de operación de la central, incluyendo las obras preparativas, obras civiles y obras eléctricas. A continuación se indica el cronograma antes del inicio de operación:

Estudio de factibilidad por JICA (marzo 2001 – febrero 2004)
Aprobación de EIA / gestión de financiamiento (2004)
Trabajo de diseño detallado (diciembre 2004 – mayo 2006)
Licitación (2006 – 2007)

Período de construcción (abril 2007 – julio 2010)

Inicio de operación (agosto 2010)

(9) *Impacto ambiental*

Mediante la ejecución del presente Proyecto se formará un embalse pequeño con la superficie aproximada de 8.6 km², inundando el sistema ecológico terrestre y acuático. Sin embargo, no se ha identificado ningún problema medioambiental que impida la ejecución. Contra los factores negativos para el medio ambiente, deberán tomar medidas apropiadas de mitigación. Durante el período de construcción y después del inicio de operación, deberán continuar vigilando y controlando dichos factores.

Por el contrario, la ejecución del Proyecto favorecerá el desarrollo de la infraestructura social de la zona menos desarrollada dentro del país. Mediante el desarrollo de la infraestructura, tal como mejora de caminos, podrán disfrutar del servicio público y más oportunidades de empleo, lo cual permitiría mejorar el nivel socioeconómico de los pobladores locales.

La vegetación natural del área del Proyecto ya ha sido sobreexplotada y la mayoría de los terrenos se han convertido en pastizales y cultivo agrícola. En esta situación, es muy pobre la biología terrestre y acuática, incluyendo animales silvestres y peces. La composición de las especies encontradas en el área del Proyecto es un reflejo de biodiversidad de toda la cuenca y no es algo limitado en el área de embalse. En el estudio arqueológico, no se han encontrado ninguna ruina ni estratos con fósiles en el área bajo influencia del embalse.

En el resultado de la encuesta familiar realizada dentro del estudio del ambiente social en el área del Proyecto, se afectarán 79 viviendas por la formación de embalse y necesitarán reubicarse. De las 79 viviendas, 9 se encuentran deshabitadas. Además dos casas de oración y una escuela están localizadas en el área a inundar.

Para mitigar y compensar los potenciales impactos negativos identificados se elaboró un Programa de Manejo Ambiental (PMA) que contiene las medidas que deberán realizarse a fin de evitar, reducir o compensar el efecto de dichos impactos. Se elaboró un Plan de Monitoreo para dar seguimiento a la ejecución del PMA, en donde se determinan las medidas a supervisar, el objetivo y la frecuencia del monitoreo, el método de observación e interpretación de resultados y elaboración de los informes respectivos.

(10) *Evaluación económica y financiera*

En la evaluación económica del presente Proyecto, se evaluaron como beneficio el costo de la alternativa de generación térmica (motor diesel de baja velocidad) y la venta de energía eléctrica (US\$70.11/MWh de precio unitario medio para la venta de energía de los últimos 5 años).

Resulta que las tasas internas de retorno económico (TIRE) calculadas han sido 11.3% y 10.2 %, respectivamente, y han sido más de 10 % del costo de oportunidad de capital. Por consiguiente, se puede evaluar que es factible económicamente.

Además se consideró el comercio de derechos de emisión como beneficio complementario, aplicando el costo unitario supuesto de US\$3, US\$5 y US\$10. Resulta que, si el precio unitario esté mayor de US\$10/CO₂-ton, se daría una influencia favorable económicamente, alcanzando un TIRE cerca de 11 % aún en el caso del beneficio de la venta de energía.

Por otro lado, en la evaluación financiera donde se tratan como beneficio financiero las proyecciones de generación e ingresos elaboradas por CEL (180.2GWh de energía anual vendible y US\$58.08/MWh de precio unitario medio de venta), la tasa interna de retorno financiero (TIRF) respecto al capital total ha sido 6.5 % y lo que se entendió es que la ejecución del Proyecto requiere condiciones del préstamo blando.

Según el análisis del flujo de efectivo sobre la variación del precio de venta y costo de construcción, incluyendo el análisis de sensibilidad, en base a diferentes condiciones de financiamiento (8 % del capital privado, 6 % de instituciones financieras internacionales, 1.5 % del fondo bilateral), la TIR fue de 2.9 a 3.4 % en la condición base.

Por lo tanto, será muy difícil desarrollar el presente Proyecto con el capital privado y será indispensable buscar un préstamo blando con las mejores condiciones.

Recomendaciones

En la situación de la energía eléctrica en El Salvador, se prevé que en los años posteriores a 2008 el factor de reserva bajará hasta menos de 10 %, lo cual está sugiriendo la ejecución del Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral, apto para satisfacer la carga en punta.

Este Proyecto es factible desde el punto de vista técnico, económico-financiero y de medio ambiente. No es solo para contribuir al desarrollo hidroeléctrico, sino también para promover el desarrollo regional del área menos atendida. Al presente estudio de factibilidad, seguirán los trabajos complementarios tales como levantamiento topográfico y estudios geológicos, diseño detallado, gestión de financiamiento, construcción, etc. y en 2010, será posible iniciar la operación de la central. A continuación se recomienda lo que se debe realizar antes de la ejecución del Proyecto:

- (1) En el diseño detallado, se realizará la optimización de la disposición y estructuras del sistema de generación eléctrica, reflejando los resultados de los estudios adicionales sobre los descritos en el Capítulo 15 “Investigación Adicional” del presente informe. Además se necesitará mejorar la precisión de estimación del costo de construcción y elaborar los documentos de licitación para la construcción. También es necesario analizar con mayor precisión impactos ambientales a ser originados durante el período de construcción, de acuerdo al programa detallado de ejecución.
- (2) Antes del inicio de construcción del presente Proyecto, se necesitará arreglar el financiamiento para la construcción, realizar la licitación y seleccionar contratistas. Además, antes de comenzar la construcción de obras principales, deberá haber terminado la construcción de caminos de acceso a la presa, casa de máquinas, etc., así como el mejoramiento de los caminos existentes.
- (3) Dentro del área de influencia del presente Proyecto, no existen problemas relacionados con la vegetación, vida acuática y terrestre, ruinas y patrimonio cultural, etc. Sin embargo, respecto a las viviendas a ser afectadas por la inundación de embalse, es indispensable llegar a un entendimiento mutuo con los pobladores locales mediante reuniones públicas, etc., además de facilitar reubicación e indemnización justa.

Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral

Río	Nombre del Río	Río Torola
	Cuenca hidrográfica	1,233 km ²
	Aporte anual	1,489.1 × 10 ⁶ m ³
Embalse	Nivel máximo de agua	212 msnm
	Nivel mínimo de agua	196 msnm
	Descenso del nivel	16 m
	Nivel normal de agua	207 msnm
	Nivel de sedimentación	185 msnm
	Capacidad de almacenamiento bruto	189 × 10 ⁶ m ³
	Capacidad de almacenamiento efectivo	106 × 10 ⁶ m ³
	Area de embalse	8.6 km ²
Presa	Tipo de presa	Presa de concreto de gravedad
	Elevación de coronamiento	214.5 msnm
	Altura de presa	87.5 m
	Longitud de coronamiento	405 m
	Volumen de presa	370 × 10 ³ m ³
Túnel de desviación	Crecida de diseño	728 m ³ /s
	Tipo	Medio circular y medio rectangular, reforzado
	Número	Una línea
	Altura interior	8.0 m
	Longitud	383.5 m
Equipos de descarga	Tipo	Servicio Compuerta de chorro Auxiliar Compuerta deslizante de alta presión
Vertedero	Diseño de crecida	6,484 m ³ /s
	Tipo	Canal con compuertas
	Elevación de derramadero	198.5 msnm
	Ancho de derramadero	66 m (excluyendo el ancho de columnas)
	Disipador de energía	Tipo deflector
	Tipo de compuerta	Compuerta radial
	Número de compuertas	Cinco
	Dimensiones de compuerta	Ancho 13.2 m × Altura 15.2 m
Obra de toma	Tipo	Incorporada en presa
	Número	Uno

	Elevación del reborde	185 msnm
	Dimensiones	Ancho 10.0 m × Altura 10.0 m
	Tipo de compuerta	Compuerta de rodillos
	Número de compuertas	Una
	Dimensiones de compuerta	Ancho 7.0 m × Altura 7.0 m
Tubería forzada		
	Tipo	Acero embutido
	Número	Una línea
	Diámetro interior	4.2 m~5.0 m
	Longitud total	144.5 m
Casa de máquinas		
	Tipo	Sobre tierra
	Dimensiones (Edificio de control)	Ancho 26.0m × Altura 16.0m × Largo 36.0 m
Plan de desarrollo		
	Nivel de la obra de toma	207 msnm
	Nivel de cola de agua	133 msnm
	Caída bruta	74 m
	Caída efectiva	72.8 m
	Caudal máximo	100 m ³ /s + 2 m ³ /s
	Número de unidades	Dos unidades
	Capacidad instalada	65.7 (64.4* ¹ + 1.3* ²) MW
	Capacidad firme	39.5 (38.4* ¹ + 1.1* ²) MW
Turbina		
	Tipo	Eje vertical, Turbina Francis
	Número	Una
	Caudal máximo	100 m ³ /s por unidad
	Potencia de turbina	65,900 kW
	Velocidad de revoluciones	200 rpm
Generador		
	Tipo	Tipo trifásico Corriente alterna Síncrono
	Número	Uno
	Potencia nominal	71,600 kVA
	Velocidad de revoluciones	200 rpm
	Frecuencia	60 Hz
	Tensión	13.8 kV
	Factor de potencia	0.9 en retraso
Sub-Turbina		
	Tipo	Eje horizontal, Turbina Francis
	Número	Uno
	Caudal máximo	2.0 m ³ /s por unidad
	Potencia de turbina	1,420 kW
	Velocidad de revoluciones	900 rpm

Sub-Generador		Tipo	Trifásico Corriente alterna Síncrono
	Número	Una	
	Potencia nominal	1,510 kVA	
	Velocidad de revoluciones	900 rpm	
	Frecuencia	60 Hz	
	Tensión	480 V	
	Factor de potencia	0.9 en retraso	
Transformador principal		Tipo	Trifásico especial, a la intemperie Tipo de enfriamiento con aceite forzado y aire forzado
	Número	Una (1)	
	Capacidad	73,000 kVA	
	Tensión	(Primario) 13.8 kV (Secundario) 115 kV	
Patio de distribución	Sistema de barras colectoras	Buses de un interruptor y medio	
	Tipo de conductor barra	ACSR	
	Número de líneas conectadas	Línea de transmisión de un circuito	
	Tensión	115 kV	
	Tipo de conductor	ACSR	
Línea de transmisión	Longitud	43 km	
	Tipo de torre de transmisión	Torre de enrejado de acero	
	Número de circuitos	Uno (1), (Configuración vertical)	
	Tensión	115kV	
	Tipo de conductor	433 MCM ACSR (Flicker)	
Producción anual de energía	Promedio de energía	233.2 (220.6 ^{*1} + 10.6 ^{*2} + 2.0 ^{*3}) GWh	
Período de construcción		3 años y 4 meses	
Costo de proyecto		135.3 × 10 ⁶ US\$	
Costo unitario de construcción	Por kW	2,073 US\$/kW	(incluyendo sub-turbogenerador)
Evaluación económica /financiera	Evaluación económica/financiera	Venta de energía	Alternativa térmica
	Razón Beneficio-Costo (Financiera)	1.01	1.10
	TIRE	10.2 %	11.3 %
	TIRF	6.4 %	---

Nota:

^{*1} : turbina principal ^{*2} : sub-turbina ^{*3} : energía incremental en la Central 15 de Septiembre

CAPÍTULO 1

RESEÑA DEL ESTUDIO

Capítulo 1. RESEÑA DEL ESTUDIO

1.1 Antecedentes del Proyecto

El Estudio para el Proyecto del Complejo Hidroeléctrico sobre el Río Torola, fue ejecutado en base al Alcance del Trabajo y a la Minuta de Reunión acordadas en diciembre del año 2000, entre la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y la contraparte conformada por el Ministerio de Relaciones Exteriores de El Salvador y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

El Gobierno de El Salvador y CEL finalizaron el Estudio de Prefactibilidad para el Proyecto Hidroeléctrico del Río Torola en marzo de 1999, y sucesivamente intentaron llevar a cabo el Estudio de Factibilidad necesario para desarrollar el Proyecto Hidroeléctrico en los sitios más potenciales, es decir, El Chaparral y La Honda, mediante la cooperación técnica del Gobierno del Japón y ambos gobiernos suscribieron el Alcance del Trabajo relacionado con la ejecución del Estudio de Factibilidad en diciembre del año 2000.

JICA que es la entidad ejecutora de la cooperación técnica del Gobierno del Japón, encargó la ejecución del Estudio de Factibilidad a Electric Power Development Co., Ltd. y se inició el Estudio en marzo de 2001.

Cuando la fase de los estudios preliminares fue finalizada, se examinó preliminarmente el plan de generación eléctrica. En dicho proceso se concluyó que, dentro de los dos proyectos potenciales, el Proyecto La Honda no tendrá rentabilidad económica a corto y mediano plazo, por consiguiente, se decidió que el estudio de factibilidad se concentraría en el Proyecto El Chaparral después de la fase de investigación detallada.

JICA inició las actividades de cooperación en marzo de 2001, de acuerdo al Alcance de Trabajo suscrito entre ambos países y ha enviado las siguientes misiones para el presente proyecto:

- Primera Misión: 27 de mayo de 2001 al 25 de junio de 2001
- Segunda Misión: 9 de septiembre de 2001 al 4 de octubre de 2001
- Tercera Misión: 18 de enero de 2002 al 21 de marzo de 2002
- Cuarta Misión: 27 de octubre de 2003 al 10 de noviembre de 2003
- Quinta Misión: 13 de febrero de 2003 al 10 de marzo de 2003
- Sexta Misión: 26 de mayo de 2003 al 8 de junio de 2003
- Séptima Misión: 4 de septiembre de 2003 al 28 de septiembre de 2003
- Octava Misión: 1 de diciembre de 2003 al 22 de diciembre de 2003

Durante el período de estadía de las misiones mencionadas, se presentaron los informes siguientes:

- Informe Inicial en mayo de 2001
- Informe de Progreso 1 en septiembre de 2001
- Informe de Progreso 2 en marzo de 2002
- Informe de Progreso 3 en febrero de 2003
- Informe Intermedio en septiembre de 2003
- Borrador del Informe Final en diciembre de 2003

En la sexta misión, el día 30 de mayo de 2003, se celebró el primer seminario técnico con la participación del personal involucrado del gobierno de El Salvador en San Salvador y el día 2 de junio se celebró la primera reunión informativa con la participación del personal local involucrado en San Miguel. Además, en la octava misión, el día 10 de diciembre de 2003 se celebró la segunda reunión informativa en San Miguel para ofrecer mayor información al personal involucrado en el proyecto.

1.2 Generalidades del Proyecto

El presente proyecto tiene por objeto el desarrollo hidroeléctrico mediante la construcción de una presa en un área de la cuenca baja del río Torola aguas arriba de la frontera con Honduras. La presa será de concreto de gravedad con el volumen aproximado de 370,000m³ y la altura de 87.5 metros y regulará el flujo promedio anual de 1,489×10⁶ m³ mediante un embalse de 106 × 10⁶ m³ de capacidad de almacenamiento.

Se descargan 100m³/s de caudal máximo para la generación eléctrica a través de la obra de toma ligada a la presa y se conducen por una tubería forzada de unos 145 metros de longitud hasta la casa de máquinas ubicada al pie de la presa en la margen izquierda. Se generará energía eléctrica de 220.6GWh por año con la potencia máxima de 64.4MW (unidad principal) y se transmitirá en una línea a 115 kV hasta la subestación existente 15 de Septiembre. Además de la unidad turbogeneradora principal, estará instalado un turbogenerador de capacidad pequeña (1.3MW) que aprovechará el caudal ecológico mínimo para su funcionamiento. Si se incluyen la energía generada por este turbogenerador pequeño y otra energía incrementada en la Central 15 de Septiembre por la regulación del caudal aguas abajo, la energía total alcanzará 233.2GWh.

El costo de construcción en el presente proyecto es aproximadamente de US\$ 135.3×10⁶.

1.3 Generalidades de El Salvador

1.3.1 Geografía y Clima

El Salvador se ubica entre los 13°24' y 14°24' de latitud norte y entre 87°39' y 90°8' de longitud oeste. Es un país centroamericano, que limita al noreste con Honduras, al noroeste con Guatemala y al sur con el Océano Pacífico. La superficie del territorio es aproximadamente 21,000 km² es el país más pequeño de los países centroamericanos.

El territorio tiene una topografía muy variable con cordilleras de este a oeste a lo largo de la frontera con Honduras y también a lo largo de la costa en el Océano Pacífico. La mayoría de los volcanes tienen formas cónicas, tales como los volcanes de San Vicente (2,181 m), Santa Ana (2,365 m), Chaparrastique (2,130 m), y San Salvador (1,959 m). En la parte central de la costa, se extiende un valle plano, siendo una zona fértil de cultivo agrícola. Con respecto a la hidrografía, en todo el país existen más de 150 ríos grandes y pequeños que la mayoría escurren de norte a sur y desembocan en el Océano Pacífico, siendo torrenciales y no navegables.

El Salvador se ubica en una latitud baja, pero la mayoría de su territorio tiene una elevación alta. Estas condiciones geográficas ofrecen un clima templado. El país se divide en tres zonas climáticas de acuerdo a sus elevaciones. El área de 0 a 600 metros de elevación se llama zona tropical y la temperatura media es de 23 °C a 28 °C. El área de 600 a 1,800 metros de elevación se llama zona templada con la temperatura media de 17 °C a 20 °C. El área de más de 1,800 metros se llama zona fría con la temperatura media de 10 °C a 17 °C.

El promedio anual de precipitación en El Salvador es 1,850 mm. Los promedios anuales de la zona más lluviosa y la zona menos lluviosa son 2,292 mm y 1,419 mm. El promedio de la precipitación en la capital, San Salvador es 1,800 mm aproximadamente. El año se divide en dos estaciones de clima: estación lluviosa de mayo a octubre y estación seca de noviembre a abril. La estación seca tiene escasa precipitación y la estación lluviosa tiene chubascos de corta duración casi todos los días.

1.3.2 Situación Económica

Según la Dirección General de Estadísticas y Censos del Ministerio de Economía, la población de El Salvador para el año 2002 fue de 6,517,000 habitantes, experimentando un crecimiento anual de 1.9 %. El Salvador tiene una población grande con respecto a su extensión territorial, con una densidad demográfica de 310 personas por km². El número de habitantes en las ciudades principales en 2001 es: 486,000 en San Salvador, 253,000 en Santa Ana y 245,000 en San Miguel.

El PIB de El Salvador en 2002 fue de 14,284 millones de dólares estadounidenses y el PIB per cápita fue de 2,192 dólares estadounidenses. La siguiente tabla indica el desarrollo anual de PIB.

Estadística Macroeconómica

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002
IPC-Inflación (%)	1.9	4.2	4.25	4.3	1.4	2.8
PIB Nominal (MUS\$)	11,192	12,008	12,465	13,134	13,803.7	14,283.9
Aumento PIB Actual (%)	4	3.7	3.4	2.2	1.7	2.5
Deflector (2002 base) (%)	78.4	84.1	87.3	92	96.6	100.0

El Salvador no es un país productor de petróleo y está importando el cien por ciento del petróleo que ocupa el 44 por ciento del consumo de la energía primaria en el 2002. Por lo tanto, el aprovechamiento máximo de la energía doméstica y el ahorro y uso eficiente de la energía son los desafíos importantes que debe confrontar el país.

La energía hidroeléctrica potencial del país se estimaba aproximadamente en 2,165 MW en 1998 y hasta la fecha (2002) se ha desarrollado un 19 por ciento (410.8 MW). En adelante, se espera un desarrollo de energías alternativas del petróleo, tales como energía geotérmica, eólica y solar, además de desarrollar la energía hidroeléctrica todavía no aprovechada. Por otro lado, se está avanzando el plan de interconexión de la línea de transmisión eléctrica con otros países.

El medio de transporte principal de El Salvador es el de la red vial. Las principales carreteras nacionales tienen una longitud total aproximada de 1,200 kilómetros. Dentro de dicha longitud, las carreteras longitudinales ocupan unos 700 kilómetros y las transversales unos 500 kilómetros. Dos carreteras longitudinales importantes atraviesan el país de oeste a este: una por la parte central del país (Carretera Panamericana) y otra paralela a la costa (litoral). Las dos carreteras conectan el puerto internacional de Acajutla con la Ciudad de San Miguel, pasando por la capital San Salvador.

1.4 Situación General del Área del Proyecto y Sus Alrededores

El presente proyecto está planeado sobre el Río Torola, afluente del Río Lempa, y su cuenca hidrográfica está ubicada en la región noreste de El Salvador, comprendida entre los 13°50' y 13°53' de latitud norte y entre los 88°22' y 88°16' de longitud oeste. El Río Torola nace en una zona montañosa en el territorio de Honduras, país vecino de El Salvador y fluye unos 10 kilómetros hacia el sur, posteriormente cambiando de su dirección hacia el oeste en el Departamento de Morazán de El Salvador y continuando fluyendo con la misma dirección en los Departamentos de Morazán y San Miguel, y llega al punto de confluencia con el Río Lempa a unos 100 kilómetros de la desembocadura en el Océano Pacífico.

La cuenca hidrográfica del Río Torola se encuentra ubicada en los Departamentos de Morazán y San Miguel y a unos 40 kilómetros hacia el sur del Río Torola está situada la tercera ciudad del país, San Miguel.

1.4.1 Topografía

Dentro de la cuenca hidrográfica del Río Torola se encuentran cerros con pendientes relativamente suaves con pocos terrenos planos. El área aproximada de la cuenca (en el punto de confluencia con el Río Lempa) es de 1,575 km², el 35.4 por ciento de la cual (557 km²) es territorio hondureño y el 64.6 por ciento (1,018 km²) territorio salvadoreño. La longitud del cauce es de 77 kilómetros aproximadamente (58 kilómetros de la cual está dentro del territorio salvadoreño), el ancho medio de la cuenca es unos 20 kilómetros y la diferencia entre las elevaciones máxima y mínima es de 327 metros.

La topografía de la zona no tiene condiciones favorables para obtener una caída necesaria de agua mediante el sistema de introducción por tubería, debido a que la pendiente del río no es muy pronunciada (de 1/100 a 1/200) y además el río no tiene curvas muy notables.

1.4.2 Geología

Dentro de la cuenca del Río Torola, se ven distribuidos los estratos geológicos formados por las actividades volcánicas en las eras terciaria y cuaternaria. Dichos estratos están compuestos por rocas volcánicas y piroclásticas. En el sitio del proyecto El Chaparral se encuentra la formación Morazán que consiste en brecha tobácea y basalto; los sedimentos superficiales del cauce generalmente no tienen capas gruesas, incluyendo arenas y gravas; el lecho rocoso generalmente tiene alta permeabilidad y se puede suponer el nivel freático bajo.

1.4.3 Clima

La cuenca del Río Torola tiene dos períodos climáticos, una es la estación seca que tiene duración entre noviembre y abril y otra es la estación húmeda entre mayo y octubre. En los meses de poca precipitación de diciembre a febrero, casi no llueve y en los meses de junio a septiembre la lluvia alcanza una precipitación de 300 a 500 milímetros. La precipitación anual de la cuenca varía de 1,200 a 2,900 milímetros. La temperatura no varía mucho durante todo el año. La temperatura media diaria en la zona plana (unos 250 msnm) varía de 25 °C a 30 °C y la de la zona montañosa (unos 1,200 msnm) varía de 19 °C a 23 °C.

1.4.4 Ambiente Natural

En el área del proyecto El Chaparral se ven muy pocos lugares completamente de tierra expuesta y erosionados a pesar que no existan muchas zonas planas ni zonas de alta densidad forestal. Las zonas ya están deforestadas y se aprovechan principalmente para el cultivo agrícola (maíz, frijol, etc.) y ganadería. El área del proyecto se caracteriza por un alto grado de intervención humana y la mayoría de los animales son los que tienen capacidad de adaptarse al ambiente agrícola. Según el resultado del estudio de medio ambiente, no se ha identificado ninguna especie de fauna y flora, limitada a la zona con mucho valor.

La calidad del agua se ve afectada por los diferentes usos que se hacen del río, entre los que se mencionan el lavado de ropa, aseo personal y empleo de productos tóxicos para la pesca. En relación con los requerimientos de calidad del agua para el desarrollo de vida acuática, de 16 parámetros analizados, se encontró que en el sitio Carolina, 4 exceden con valores sumamente bajos, es decir, fracciones de unidad, los límites establecidos para: pH, manganeso, mercurio y selenio.

1.4.5 Ambiente Social

Los municipios ubicados dentro del área del proyecto son San Luis de La Reina (7,312 habitantes), San Antonio del Mosco (7,657 habitantes) y Carolina (9,122 habitantes), los cuales están ubicados todos en el Departamento de San Miguel.

Por el embalse propuesto en el proyecto serán afectadas 79 viviendas (a cota 215 msnm, se incluye franja de reforestación) y además serán afectadas instalaciones públicas tales como una escuela y dos casas de oración. No existen elementos del patrimonio histórico y cultural, ni ruinas de importancia dentro del área del proyecto. En los tramos aguas arriba y aguas abajo del sitio propuesto para la construcción de presa, no existen instalaciones de sistema de riego que aprovechen el agua del río.

1.4.6 Generación Hidroeléctrica en la Cuenca del Río Torola

El Río Lempa es un río grande con un área total de drenaje de 18,240 km², donde se ha realizado el desarrollo hidroeléctrico desde hace varios años y actualmente existen cuatro centrales hidroeléctricas construidas con una potencia total de 410.8 MW. Sin embargo, todavía no se ha construido ningún desarrollo hidroeléctrico en el Río Torola.

En el Río Torola, CEL ha realizado el estudio de prefactibilidad con fondos propios desde diciembre de 1997 hasta marzo de 1999. Mediante dicho estudio, se analizaron y compararon los

aspectos económicos e impactos ambientales de siete alternativas de proyectos hidroeléctricos: El Chaparral, Carolina, La Honda, Las Marías, Las Mesas, Maroma y Las Cruces (en el orden de aguas abajo a aguas arriba)

1.5 Situación del Sector Eléctrico

1.5.1 Resumen

En El Salvador, la potencia máxima y la energía eléctrica han venido creciendo constantemente con un incremento del 4.7 % al 5.5 % durante el período entre 1993 a 2002, respectivamente y todo el país cuenta con la capacidad instalada de unos 1,070.2 MW (a finales del años 2002), la cual consiste en 410.8 MW de centrales hidroeléctricas, 633.4 MW de centrales térmicas y 26.0 MW de otras centrales pequeñas. El sistema de transmisión atraviesa todo el país con líneas de 115 kV que tienen una longitud de unos 1,022 kilómetros. La energía eléctrica se trasmite a la capital, San Salvador y otras ciudades regionales tales como Santa Ana, San Miguel, Acajutla, etc. desde las centrales hidroeléctricas y geotérmicas de las zonas montañosas y también desde las centrales térmicas (principalmente de motores de combustión interna) ubicadas en las afueras de las ciudades y el puerto de Acajutla.

1.5.2 Agentes del Mercado Eléctrico

En El Salvador, CEL fue creada en 1948, encargada del sector de energía eléctrica de El Salvador. En 1996 CEL se dividió en empresas de generación, transmisión y distribución, conformando empresas independientes. En 1999 se privatizó la generación térmica. Actualmente CEL solo se dedica a la operación de cuatro centrales hidroeléctricas grandes en El Salvador.

Las actividades y trabajos de los agentes del mercado eléctrico están clasificados como se indica a continuación:

- Empresas generadoras de energía eléctrica: generación (hidroeléctrica, geotérmica y térmica) e importación de energía mediante las líneas de transmisión;
- Empresa transmisora de energía eléctrica: transmite la energía desde centrales eléctricas hasta áreas de consumo;
- Empresa coordinadora: administración del mercado mayorista de energía y supervisión de seguridad del sistema;

- Empresas proveedoras de distribución de energía eléctrica: gestión de las líneas de distribución a los consumidores;
- Empresas comercializadoras de energía eléctrica: compraventa de la energía a los consumidores.

En 1996 se promulgó la Ley General de Electricidad con el fin de aprovechar las instalaciones de generación eléctrica en forma eficiente y promover la competencia en el mercado de la energía eléctrica. Actualmente el precio de energía se determina en el mercado mayorista de energía eléctrica. Por otro lado, el precio por el uso de líneas de transmisión o de distribución está gestionado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) que funciona como entidad reguladora del sector eléctrico y todo el sistema interconectado de energía eléctrica está supervisado por la Unidad de Transacciones (UT), que funciona como coordinadora. Los objetivos principales son: gestionar el mercado de energía, asegurar la confiabilidad de servicios de energía, mantener la seguridad de las instalaciones relacionadas y operar el sistema de transmisión.

1.5.3 Instalaciones para el Suministro de Energía y Sistema de Compraventa de Energía

La capacidad instalada de las centrales eléctricas existentes en El Salvador es de aproximadamente 1,070.2 MW a finales de 2002. Las centrales hidroeléctricas ocupan el 38.4 % de toda la capacidad instalada, las centrales térmicas el 59.2 % y otras centrales pequeñas el 2.4 %. En esta situación, las centrales hidroeléctricas grandes no han tenido ningún desarrollo nuevo de sus instalaciones durante los últimos 20 años. Las centrales térmicas han ampliado sus instalaciones después de la privatización, ocupando unos 60.6 % de las instalaciones existentes de generación eléctrica en 2002.

La operación de cada central hidroeléctrica está destinada a satisfacer la demanda de carga base. Esto se debe a que las centrales hidroeléctricas tienen la operación prioritaria con el fin de reducir el costo de combustible en las centrales térmicas que utilizan combustibles importados. Además, las centrales hidroeléctricas funcionan también para cubrir las demandas de carga en punta por la noche entre los 18:00 y 22:00 horas.

En El Salvador, el sistema de transmisión está formado por unos 1,022 kilómetros de líneas principales nacionales a 115 kV y unos 107 kilómetros de las líneas de interconexión internacional a 230 kV. Las líneas que cubren las áreas urbanas y rurales tienen tensiones de 46.0, 34.5, 23.0, 13.2 y 4.16 kV con una longitud aproximada de 16,135 kilómetros (a finales de 2002) y pertenecen a la propiedad de 5 empresas distribuidoras. Las líneas de baja tensión para los consumidores tienen 440 V, 220 V y 110 V con una longitud de 17,366 kilómetros (a finales de 2002).

El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) ha sido estudiado desde 1986 y mediante el sistema, se interconectarán 15 subestaciones, desde Veladero, subestación de Panamá hasta El Cajón, subestación de Honduras. La capacidad máxima de transmisión que se garantiza entre los países es 300 MW. La longitud total es aproximadamente de 1,802 km, unos 260 km (14.4 %) de la cual corresponde a la línea en territorio salvadoreño para conectar tres subestaciones (Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre).

La energía disponible para el suministro es de unos 4,525 GWh (a finales de 2002), que es la suma de 4,088 GWh (90.3 %) de generación en su extremo, 2 GWh (0.1 %) de IPP (productores independientes de energía eléctrica) y 435 GWh de energía importada (9.6 %). Por otro lado, la energía consumida consiste en la energía de venta nacional de unos 4,379 GWh (96.8 %), la energía exportada de unos 51 GWh (1.1 %) y la pérdida en transmisión de unos 95 GWh (2.1 %).

Dentro del sistema de compraventa de energía en El Salvador, los agentes conectados directamente al sistema de transmisión realizan las transacciones entre sí dentro del mercado mayorista administrado por UT. El sistema de compraventa en el mercado mayorista operado por UT consiste en dos tipos: mercado de contratos y mercado de spot (Mercado Regulador del Sistema: MRS).

1.5.4 Situación entre la Demanda y la Oferta de Energía Eléctrica

El balance entre la demanda y la oferta de energía en El Salvador se lo intenta equilibrar básicamente con la generación nacional de energía. Sin embargo, este se complementa con la energía que incluye la importada de Guatemala y Honduras y la comprada de IPP debido a la desregulación de energía eléctrica.

Con respecto a la energía generada durante el año 2002, la energía total de generación nacional fue aproximadamente de 3,981 GMh (unos 91.2 %) y la energía importada aproximadamente de 384 GWh (unos 8.8 %). Como el promedio anual de los últimos 12 años, la energía de generación nacional fue de 96 % y la importación fue de 4 %. El promedio anual del incremento en la venta de energía eléctrica durante el período de 2000 a 2002 era aproximadamente de 2 %.

El incremento promedio de la demanda máxima de energía en el período de 12 años fue unos 4.7 % y el promedio mensual del incremento en el período de 2000 a 2002 fue un 2 %.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TÉCNICO

Capítulo 2. ANALISIS TECNICO

2.1 Meteorología e Hidrología

2.1.1 Generalidades

El sitio del proyecto se encuentra en una zona que tiene la precipitación anual muy abundante dentro de El Salvador y tiene dos estaciones de clima. Una es la estación seca de noviembre a abril y otra es la estación húmeda de mayo a octubre. En los meses de poca precipitación de diciembre a febrero, casi no llueve y en los meses de mucha lluvia, junio y septiembre, alcanza una precipitación de 300 a 500 milímetros, debido a la precipitación topográfica provocada por los vientos alisios del Océano Pacífico y las pendientes topográficas dirigidas hacia el norte que forman la cuenca. La precipitación anual de la cuenca varía de 1,900 a 2,700 milímetros.

Las lluvias torrenciales que provocan inundaciones en la cuenca son causadas por huracanes del Mar Caribe, siendo la precipitación no topográfica. La mayoría de los huracanes que afectan El Salvador se originan en el Mar Caribe y entran en la tierra por Honduras y Guatemala. Dichos huracanes no se acercan a El Salvador, cambiando de rumbo hacia el norte antes de llegar al país. Además, los pocos que se acercan al país son nada menos que tormentas tropicales de poca intensidad.

La temperatura no varía mucho durante todo el año. La temperatura media diaria de la zona plana (unos 250 msnm) es de 25 °C a 30 °C y la de la zona montañosa (unos 1,200 msnm) es de 19 °C a 23 °C.

2.1.2 Caudal del Area del Proyecto

El sitio del proyecto está ubicado en el tramo medio y bajo del río Torola. Dentro y cerca de la cuenca hidrográfica se encuentran estaciones meteorológicas y una estación hidrométrica en Osicala. Para calcular el caudal del sitio del proyecto, se han utilizado básicamente los registros de la estación Osicala. Sin embargo, los datos registrados antes de 1968 resultaron heterogéneos según análisis realizado y además faltaban datos de cierto período. Para complementar dichos datos, se aplicó el modelo de tanques que permitía sacar los datos en base a datos de precipitación mensual.

El caudal del sitio del proyecto se calculó en base al caudal de Osicala obtenido en el procedimiento mencionado anteriormente, teniendo en cuenta la superficie y precipitación de las áreas de drenaje correspondientes. En la siguiente tabla, se muestran las superficies y precipitaciones de las áreas que se aplicaron al cálculo de los caudales en el sitio del proyecto.

Area de Drenaje y Precipitación Anual para Cuencas

	Area de Drenaje (km ²)	Precipitación Anual para Cuencas (mm)
Osicala	862	2,005
El Chaparral	1,233	2,145

En la siguiente tabla, se muestran los caudales del 95 % de probabilidad para Osicala y el sitio del proyecto.

Caudal Medio Mensual y Caudal de 95% Probabilidad

(Unidad: m³/seg)

	Osicala	El Chaparral
Enero	3.2	5.0
Febrero	2.5	3.8
Marzo	3.5	5.4
Abril	5.3	8.1
Mayo	27.8	42.6
Junio	61.9	94.7
Julio	36.0	55.0
Agosto	40.0	61.2
Septiembre	94.9	145.2
Octubre	68.8	105.2
Noviembre	19.9	30.5
Diciembre	5.7	8.8
Total	30.9	47.2
95%	1.4	2.0

2.1.3 Crecidas del Sitio del Proyecto

Para el diseño de presa, si se considera la importancia social y económica del presente proyecto, lo pertinente será aplicar la crecida máxima probable (CMP). La CMP se define como crecida máxima que puede ocurrir en cierta área. La CMP se calculó en el siguiente procedimiento:

(1) Cálculo de precipitación máxima probable (PMP)

Mediante el Modelo de Huracán que fue desarrollado en 1968 por el Servicio Meteorológico Nacional (NWS) de los Estados Unidos, se calculó la precipitación secuencial del área del proyecto

durante el período del paso del huracán en el área, en base a la distribución concéntrica estimada de precipitaciones alrededor del centro de huracán y su velocidad estimada. La PMP de 24 horas de El Chaparral es 486 mm.

(2) Preparación de Hidrograma Unitario

Para obtener el hidrograma unitario, se necesitaban datos de precipitación horaria y escorrentía horaria a aplicar. Para este objetivo, solo los datos del huracán Fifi fueron aplicables y se utilizaron los datos de la precipitación horaria y de la escorrentía horaria de la estación Osicala. La forma del hidrograma unitario se expresó mediante una combinación de funciones en base a la forma de ondas de las inundaciones del huracán Fifi.

(3) Cálculo de CMP

Se determinó la CMP del sitio del proyecto, basado en la PMP y el hidrograma unitario del sitio del proyecto. Los caudales máximos de la CMP para El Chaparral es 6,484 m³/seg.

2.1.4 Crecidas Frecuenciales

Para realizar el análisis frecuencial, inicialmente deberá conseguirse la función de distribución más conforme a los datos del caudal máximo anual. En este análisis se adoptó la función Log-Pearson Tipo III.

Se realizó la conversión de la crecida frecuencial de la estación Osicala en la de cada sitio del proyecto, mediante la fórmula de Creager. En la tabla siguiente, se muestran las crecidas frecuenciales en el sitio de presa.

Crecida Frecuencial (Unidad : m³/seg)

Año	Osicala	El Chaparral
1	614	728
2	1,386	1,644
5	2,105	2,498
10	2,641	3,134
20	3,199	3,796
30	3,560	4,224
40	3,790	4,498
50	3,989	4,733
100	4,634	5,498

2.1.5 Sedimentación

El monitoreo de sedimentos suspendidos se realizó en la estación Osicala durante el período de 1966 a 1980, y posteriormente volvió a realizarse a partir de 1998. Para la estimación de sedimentos en suspensión, considerando que el área de monitoreo de sedimentos era una zona del caudal relativamente pequeño, resultó en 695 toneladas/km²/año como un valor conservador.

La carga de fondo se expresa frecuentemente con el porcentaje de sedimentos suspendidos, dado que el procedimiento de medición no está bien establecido. En este estudio, se aplicó el mayor porcentaje para evitar la subestimación, es decir, se determinó que la carga de fondo equivale al 25 % de los sedimentos suspendidos.

Con respecto a la densidad de sedimentos, según el resultado del estudio que se hizo en los tres embalses de Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre, se adoptó 1.25 toneladas / m³ para los sedimentos suspendidos y 1.5 toneladas / m³ para la carga de fondo.

En las tablas siguientes, se muestran los resultados de cálculo de sedimentos en Osicala y el sitio de presa. El volumen específico de sedimentos en el sitio de presa es de 700 (m³/km²/año).

Sedimentación Específica (Unidad: m³/km²/año)

	Peso (ton /km ² /año)	Gravedad Específica (ton/m ³)	Volumen (m ³ /km ² /año)
Suspendido	695	1.25	556
Fondo	174	1.50	116
Total	—	—	672
Volumen adoptado	—	—	700

Sedimentación Anual (Unidad: m³/año)

Osicala	El Chaparral
603,400	863,100

2.2 Geología

2.2.1 Generalidades

La cuenca del río Torola está situada en una zona montañosa del nordeste de El Salvador. Las montañas de la cuenca tienen alturas entre los 500 y los 1,800 metros con las crestas y laderas

relativamente suaves. En la cuenca del río Torola, se ven distribuidos los estratos geológicos formados por las actividades volcánicas en las eras terciaria y cuaternaria. El estrato terciario consiste en tres formaciones: la Formación Morazán, la Formación Chalatenango y la Formación Bálsamo, y todas están formadas por rocas volcánicas y rocas piroclásticas. La Formación Morazán tiene las rocas volcánicas más antiguas de El Salvador. El estrato cuaternario corresponde a la Formación Cuscatlán, conformada por rocas volcánicas y rocas piroclásticas. En el área del proyecto, se ve más distribuida la Formación Morazán. La Formación Morazán está conformada principalmente por brecha tobácea y basalto.

2.2.2 Obras para el Estudio

La investigación geológica al nivel de factibilidad se llevó a cabo en el área del Proyecto El Chaparral y está indicada a continuación:

Método	Sitio de presa	Area de préstamo
Mapeo geológico	0.86 km ²	-
Prospección sísmica	5 líneas, 1690 m	7 líneas , 1430 m
Perforación	8 perforaciones, 500 m	5 perforaciones, 41.7 m
Prueba Lugeon	8 hoyos, 68 secciones	-
Calicatas	-	6 calicatas, 18 m
Prueba de laboratorio	Prueba de rocas	Prueba de agregados de concreto

Para realizar esta investigación, fue subcontratada Swissboring Overseas Corp. Ltd. y la investigación inició en octubre de 2000 y finalizó en marzo de 2003.

2.2.3 Geología del Area del Proyecto El Chaparral

(1) Area del Embalse

En el área de inundaciones por la presa El Chaparral, se ven muchas laderas suaves sin tener cerros altos cercanos del curso de agua principal del río Torola. Esta área consiste principalmente en la Formación de Morazán de la era terciaria y los sedimentos de la era cuaternaria que cubre la formación mencionada. La Formación de Morazán está formada por el basalto y toba.

El área de inundaciones corresponderá al fondo de los valles en la cuenca del río Torola y las quebradas de dicha área durante todo el año mantienen el curso de agua en el nivel más alto que el nivel máximo normal de la presa propuesta, lo cual revela que el área tiene un nivel freático alto y el embalse tendrá una hermeticidad hídrica.

(2) Sitio de la Presa

La geología del sitio de la presa consiste en basalto y toba de la Formación Morazán. El basalto muestra dos tipos de rocas. Uno es duro y de color gris oscuro y otro es rojizo y relativamente frágil. La porción gris oscura y la porción rojiza tienen contactos graduales. La toba tiene una variedad desde un tipo granulado fino hasta otro de lapilli, y el grosor de la capa es menos de 5 metros en su mayor parte. Los estratos están inclinados hacia la margen izquierda con unos 10 grados. Unas fallas pueden existir a lo largo del río. Sin embargo, la zona de fallas será angosta debido a que las rocas expuestas en el lecho de río no tienen rupturas marcadas.

Los depósitos superficiales son depósitos de río, terraza y talud, y no tienen mucha profundidad.

Los estratos meteorizados no están distribuidos en el lecho de río y en la margen izquierda, pero sí en la margen derecha con el espesor de unos 20 metros. El lecho de toba está ablandado por meteorización y se inclina suavemente. Sin embargo, tiene muchos relieves marcados sin continuidad en la mayoría. Por lo tanto, no se afectará la estabilidad del lecho rocoso del sitio de presa.

El nivel freático en el sitio de presa se encuentra bajo y no sube mucho en las perforaciones distantes del río. La prueba de permeabilidad fue realizada en las perforaciones del sitio de presa. Muchas secciones de medición (61 % de todas las secciones) tienen más de 10 Lu y el 35 % de las secciones de prueba en la margen derecha tienen más de 20 Lu. Esto indica que el lecho rocoso del sitio de presa generalmente tiene alta permeabilidad.

(3) Casa de Máquinas

La casa de máquinas será construida en un sitio excavado de la margen izquierda a unos 120 metros aguas abajo del eje de presa. Mediante una perforación hecha cerca del sitio de la casa de máquinas, se identificó un lecho rocoso de basalto duro y no se observó ninguna estructura geológica que desfavorezca la estabilidad de taludes excavados.

(4) Materiales de Construcción

Como la fuente de agregados de hormigón, se ha examinado principalmente el depósito del Río Torola.

Para la investigación de gravas y arenas del cauce del río Torola, se ha seleccionado un banco de arena y gravas a 2 kilómetros aguas arriba del sitio de la presa.

Para medir el volumen de arena y gravas, se realizaron la prospección sísmica y perforaciones. Además, para estudiar la calidad de los materiales, se realizaron pruebas de laboratorio con muestras sacadas en un pozo excavado.

Resultó que el volumen de materiales en el depósito sería aproximadamente 320,000 m³ y no podría alcanzar el volumen requerido de 520,000 m³. Sin embargo, se consideró una posibilidad de conseguir cantidad grande de gravas y arena en las terrazas adyacentes en la margen izquierda.

Con el fin de estudiar la calidad de agregados de concreto, fue realizada la prueba de laboratorio respecto a la distribución de tamaño de partículas, inalterabilidad, abrasión, densidad seca y absorción. Algunos resultados de la prueba no satisficieron los requisitos de agregados de concreto. Pero los materiales del banco de préstamo serán utilizables para agregados de concreto. Esta conclusión está avalada por el concreto de la Central 15 de Septiembre donde se utilizaron materiales del depósito del río aguas abajo de la presa como agregados y no se encuentra dañado.

También se realizó la prueba de laboratorio con una muestra de basalto conseguida de afloramiento en un cerro situado en la margen izquierda a aguas arriba del sitio de la presa. Pero ya no ha hecho otra investigación para localizar más bancos de préstamo, considerando la disponibilidad del gran volumen de materiales para agregados de concreto en el depósito del río y también en detritos de excavación en las áreas de la casa de máquinas y presa.

2.3 Sismicidad

2.3.1 Generalidades

El Salvador se encuentra situado en el Anillo de Fuego del Pacífico y en una de las zonas más sísmicas con terremotos muy frecuentes del mundo. Debido a que el sitio del proyecto está situado en tal zona de actividades sísmicas muy dinámicas, el diseño de instalaciones de la generación hidroeléctrica necesitará una evaluación y análisis detallado respecto a las actividades sísmicas para tomar medidas necesarias y adecuadas.

En base a la *información* de los terremotos registrados en el pasado, se estimó la máxima aceleración en el sitio del proyecto mediante el método estocástico y se estableció la máxima aceleración sísmica para cualquier período de retorno mediante el procesamiento estadístico. Además, en base al valor calculado de la aceleración máxima, se fijó el valor del coeficiente sísmico de diseño que se utiliza para el análisis de estabilidad de presa.

2.3.2 Máxima Aceleración

Para estimar la máxima aceleración producida por cada sismo en el sitio del proyecto, utilizando los datos de terremotos, se han aplicado las 5 fórmulas siguientes que permiten conseguir la máxima aceleración en base a la magnitud sísmica y atenuación por distancia epicentral.

(1) Propuesta por C. Oliveira

$$\log A = 3.09 + 0.347M - 2.0 \log (R + 25)$$

(2) Propuesta por R.K. McGuire

$$\log A = 2.674 + 0.278M - 1.301 \log (R + 25)$$

(3) Propuesta por L. Esteva and E. Rosenblueth

$$\log A = 2.041 + 0.347M - 1.6 \log (R)$$

(4) Propuesta por Katayama

$$\log A = 2.308 + 0.411M - 1.637 \log (R + 30)$$

(5) Propuesta por Okamoto

$$\log (A/640) = (\Delta + 40)(-7.6 + 1.724M - 0.1036M^2)/100$$

A: valor de aceleración (gal)

M: magnitud

Δ : distancia epicentral (km)

R: distancia hipocentral (km)

Si se considera el dinamismo de las actividades sísmicas en el sitio del proyecto, deberá ser aplicado al diseño un valor de aceleración que abarque todos los resultados obtenidos en la forma referida anteriormente, por lo tanto se adoptó un valor de 220 gal como la máxima aceleración para el diseño.

2.3.3 Coeficiente Sísmico Horizontal de Diseño

A continuación se indica una fórmula que se usa generalmente para expresar la relación entre la máxima aceleración horizontal de movimientos sísmicos y el coeficiente sísmico horizontal de diseño:

$$K_h = R \times (A_{max} / 980)$$

K_h : coeficiente sísmico horizontal de diseño

R: factor de conversión

A_{max} : máxima aceleración de movimientos sísmicos (gal)

Este coeficiente sísmico horizontal de diseño es llamado coeficiente sísmico efectivo o equivalente. El concepto del coeficiente sísmico efectivo (coeficiente sísmico equivalente) se estableció de forma que fueran iguales los esfuerzos en estructuras producidos por los movimientos sísmicos para casos del análisis dinámico y casos del análisis estático. Con respecto al factor de conversión, en Japón está propuesta la fórmula siguiente:

$$K_h = (0.40 \sim 0.60) \times (A_{max} / 980)$$

El factor de conversión variará, dependiendo de la característica de frecuencia de movimientos sísmicos y condiciones terrestres, por lo tanto debe ser determinado después de analizar dichas características. Debido a que el sitio del proyecto está localizado en el área donde se originan temblores frecuentemente, se adoptó el valor 0.6 para el factor de conversión, un valor que da el mayor coeficiente con más seguridad. Utilizando dicho factor, se calculó el coeficiente sísmico horizontal de diseño y se obtuvo el resultado de 0.135, y se adoptó 0.15 para la mayor seguridad.

2.4 Pronóstico de la Demanda de Energía y Plan de Suministro

2.4.1 Pronóstico de la Demanda de Energía

CEL elaboró un pronóstico de demanda de la energía para el período de 2003 a 2011, en base a la demanda actual de energía desde 1991 hasta 2002. Los promedios anuales de los incrementos de dicha demanda y la potencia máxima en los últimos 12 años fueron de aproximadamente 5.3 % y 4.7 %, respectivamente.

Según el pronóstico realizado por CEL para la demanda de potencia, la demanda anual de energía eléctrica y la demanda de potencia máxima se incrementarán de 4,088 GWh a 6,629 GWh y de 739 MW a 1,181 MW, respectivamente durante el período entre 2001 y 2011. Los promedios anuales del incremento de dichas demandas son de 4.9 % y 4.7 %, respectivamente.

Por otro lado, el resultado del método macroscópico basado en la correlación con el PIB y la ecuación de regresión lineal simple, indica la evolución de energía y potencia máxima durante el mismo período con los crecimientos de 3,652 GWh a 6407 GWh y de 737 MW a 1,294 MW, respectivamente, los cuales corresponden a un promedio anual de 5.8 % de incremento.

Es decir, la estimación por el método macroeconómico de pronóstico es más baja que la proporcionada por CEL, sin embargo, ambos pronósticos coinciden notablemente en la tendencia de incremento. Por lo tanto, se considera que el pronóstico elaborado por CEL es satisfactorio y se adoptará el resultado de dicho pronóstico para el estudio del balance entre la demanda de energía y el suministro.

2.4.2 Plan de Suministro de Energía.

La capacidad instalada de generación eléctrica sin incluir las centrales pequeñas a finales de 2002 es de 1,044.2 MW. De acuerdo al plan de desarrollo de potencia de CEL, dicha capacidad alcanzará 1,629.1 MW en 2013. En esta capacidad, está incluida la del presente proyecto que se estima finalice en el año 2010.

2.4.3 Balance entre la Demanda y el Suministro de Potencia

De acuerdo a la proyección de demanda de potencia y energía después del años 2001 calculada por CEL, después de 2009 se estará en una situación severa de balance entre la demanda de potencia y energía, debido a que el factor de reserva bajará a valores de 10 % en potencia y energía en 2008. Por consiguiente, se necesitará un nuevo desarrollo de potencia eléctrica para los años posteriores a 2008, incluyendo la inyección del proyecto Chaparral.

Para satisfacer la demanda creciente, existen unas alternativas, tales como nuevo desarrollo de centrales térmicas por parte del sector privado y la importación de energía de otros países, además del nuevo desarrollo hidroeléctrico por parte de CEL como el presente proyecto, sin embargo el desarrollo de generación eléctrica por el sector privado tendrá ciertas desventajas.

Desde el punto de vista del balance entre la demanda de energía y suministro, el presente proyecto de desarrollo hidroeléctrico tendrá un valor muy significativo para asegurar una fuente de energía eléctrica confiable, dentro de la situación en la que tenemos que enfrentarnos con: la necesidad de lograr fuentes de energía sin petróleo en los problemas medioambientales de CO₂ a nivel mundial, la desregulación de la energía eléctrica y la comercialización de energía mediante el SIEPAC.

2.4.4 Fecha de Puesta en Marcha de la Central El Chaparral

Conforme al resultado del pronóstico de la demanda de energía para los próximos 10 años y el examen del plan de suministro, la puesta en marcha de la central El Chaparral deberá realizarse después del año 2010 para asegurar el suministro estable de energía con el factor de reserva apropiado y es lo que se desea con muchas expectativas.

2.5 Diseño a nivel de Factibilidad

El proyecto El Chaparral está ubicado a unos 20 kilómetros aguas arriba del punto de confluencia con el río Lempa y en el último tramo más bajo del río Torola dentro de los proyectos propuestos sobre dicho río. El tramo del río entre un sitio de poca distancia aguas abajo de la presa y el punto

de confluencia con el río Lempa coincide con la frontera con Honduras. En el estudio de prefactibilidad, estaba propuesta la construcción de una presa de concreto con gravedad en un sitio que distaba unos 300 metros aguas arriba de la frontera con una casa de máquinas en la margen izquierda al pie de la presa. Este sitio tiene una topografía muy cerrada, pero con un valle abierto aguas arriba. Por lo tanto, el estudio de factibilidad seguía básicamente el mismo esquema.

El sitio propuesto para la construcción de presa tiene el cauce de 30 metros de ancho con vertientes escarpadas en ambas márgenes. Sin embargo, la vertiente en la zona elevada tiene un perfil suave, lo cual obligará que la presa tenga un coronamiento largo debido a la necesidad de extender las alas en ambas márgenes derecha e izquierda. Se estableció el límite del nivel máximo normal a la elevación 212 metros, por la necesidad de limitar el área de embalse dentro del territorio salvadoreño.

En las Figuras de 2.1 a 2.8, los planos de diseño preliminar de cada obra civil (incluyendo la instalación de los equipos electromecánicos).

2.5.1 Presa y Estructuras Anexas

En el diseño a nivel de factibilidad, se ha fijado el nuevo eje de presa en un sitio a unos 60 metros aguas abajo del punto referido en el estudio de prefactibilidad, teniendo en cuenta la sección transversal del valle, topografía de la margen derecha y disposición del túnel de desviación y también analizando los resultados del levantamientos topográficos para la elaboración de mapas a escala de 1:1,000 y dibujos de secciones transversales del río e investigaciones geológicas.

Para diseñar la forma de la presa, se ha calculado la estabilidad. Los taludes de la presa se inclina con una pendiente de 1:0.8 aguas abajo y perpendicular aguas arriba (con soporte filete). La elevación del coronamiento se ha determinado en 214.5 msnm, considerando la altura de olas producidas por el viento y sismos en el nivel máximo normal y también la altura de viga del paso vehicular. La altura máxima de la presa será 87.5 metros desde el lecho rocoso hasta la cresta y el cuerpo de la presa tendrá un volumen de unos 370,000 m³. Para agregados de concreto de la presa, se aprovecharán arenas y gravas del cauce a unos 2.0 kilómetros aguas arriba del eje de la presa.

Las inyecciones de consolidación se realizarán mediante pozos de 5 metros de profundidad, colocados en forma de cuadrícula de 5 metros. A dicha forma de colocación estandarizada, se agregarán pozos necesarios según condiciones de grietas que se encuentren en el lecho rocoso.

El tipo de vertedero será derramadero superficial con compuertas en la parte central de la presa y la dirección de la caída de agua coincidirá con la del curso aguas abajo. El vertedero tendrá 5 compuertas radiales de 13.2 metros de ancho por 15.2 metros de altura. El ancho será de 82.0

metros y un canal pared ajustará la caída de agua para que coincida con el ancho angosto del curso de aguas abajo.

El cambio del curso de agua se hará, construyendo ataguías en los tramos aguas arriba y aguas abajo del eje de presa y un túnel de desviación, antes de iniciarse la excavación de fundación para la presa y la casa de máquinas. Considerando la construcción de presa de concreto, se ha aplicado una crecida con el período de retorno de un año ($728 \text{ m}^3/\text{s}$) al caudal para el cambio del curso de agua.

Se instalará un sistema de descarga con el objetivo de hacer una descarga aguas abajo y una descarga de emergencia en el momento del relleno inicial del embalse. El caudal ecológico mínimo ($2.0 \text{ m}^3/\text{s}$) pasará por una tubería bifurcada en el extremo de la tubería forzada principal y se descargará por la pequeña unidad turbogeneradora.

2.5.2 Canales y Casa de Máquinas

La obra de toma estará ubicada en la margen izquierda aguas arriba de la presa. La forma de bocatoma será de tipo campana con una estructura que permite tener una velocidad de agua de 1 metro por segundo en las rejillas en el momento del caudal máximo. La tubería forzada tendrá una longitud aproximada de 144.4 metros con 5.0 metros de diámetro interior (D) ($V=5.1 \text{ m/s}$). Antes de llegar a la válvula de admisión, tendrá una bifurcación para conducir el agua hacia el turbogenerador tipo pequeño mediante una tubería forzada de 0.7 metros de diámetro interior (D).

En cuanto a la casa de máquinas, se ha seleccionado un tipo semi enterrado, considerando la facilidad de trabajo y aspectos económicos. Seleccionando este tipo, se ha eliminado el túnel de descarga. El transformador de potencia estará instalado fuera, pero al lado de la casa de máquinas en el lado de cerros. El patio de distribución estará ubicado en una zona excavada hasta la elevación de 175.0 msnm en la margen izquierda y aguas abajo de la casa de máquinas.

2.5.3 Equipos Eléctricos y Mecánicos

En el diseño del presente proyecto, se han analizado y determinado los puntos siguientes:

- a) Condiciones limitadas del peso y volumen en las rutas de transporte dentro de El Salvador
- b) Nivel tecnológico de fabricación
- c) Fiabilidad y flexibilidad en la operación y mantenimiento
- d) Relación entre la capacidad de la unidad proyectada y la del sistema de transmisión eléctrica, y su confiabilidad

- e) Costo de construcción
- f) Costo de generación eléctrica

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se ha seleccionado la propuesta de una unidad para el presente proyecto. Para la turbina pequeña del caudal mínimo ecológico, se extraerá el agua por una tubería forzada bifurcada de la tubería forzada principal en una posición antes de entrar en la válvula principal de admisión.

La turbina tendrá una potencia de 65.9 MW con 72.8 metros de caída efectiva nominal y 100 % de apertura. Con más de la caída efectiva nominal, la potencia se mantendrá constante. Se ha seleccionado el tipo Francis con eje vertical, teniendo en cuenta el desnivel de agua y la potencia de turbina. Con respecto al material del rodete, para tener alta resistencia a rozamiento se utilizará el acero inoxidable de 13Cr·4Ni. El nivel central de la turbina estará a 130 msnm, teniendo en cuenta la cavitación del rodete.

La caída efectiva se puede conseguir, restando las pérdidas por rozamiento en tubería de la caída bruta (74.0 metros). La caída efectiva es de 72.8 metros (74.0 - 1.2).

El generador será de tipo síncrono trifásico con eje vertical, 71.6 MVA de potencia nominal y 90 % de factor de potencia en retraso.

La turbina tipo pequeña tendrá una potencia de 1.42 MW con el caudal de 2.0 m³ por segundo, la caída efectiva nominal de 72.13 metros y la apertura de 100 %. Se montará una unidad.

Se instalará un transformador principal a la intemperie a lado de la casa de máquinas. El tipo del transformador será trifásico de 73MVA.

2.6 Plan de Transmisión

2.6.1 Generalidades del Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión en El Salvador consiste en líneas de transmisión a 230 kV y 115 kV con la longitud total de 107 kilómetros y 1,022 kilómetros, respectivamente, según datos de 2002. El sistema principal está formado por la línea de 115 kV. El sistema de transmisión a 230 kV se fortalecerá mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).

2.6.2 Plan de Líneas de Transmisión

(1) Rutas de Líneas de Transmisión

1) Ruta A

Esta Ruta A se refiere a un trayecto que parte de la Central El Chaparral y llega a la subestación 15 de Septiembre, pasando por el alto del Cerro Chucuyote y al lado norte de la presa 15 de Septiembre. La longitud total de la línea de transmisión será de 43 kilómetros.

2) Ruta B

Es un trayecto que parte de la Central El Chaparral y llega a la subestación de San Miguel, pasando al lado oeste del Cerro Cacahuatique. La longitud de la línea de transmisión será de 51 kilómetros (entre El Chaparral y San Miguel).

(2) Sistema de Transmisión

Considerando las razones económicas, está propuesta la aplicación de un circuito de transmisión. La tensión de transmisión será fijada con 115 kV, tensión que se aplica actualmente al sistema principal de transmisión en El Salvador.

(3) Configuración del Patio de Distribución

En el patio de distribución, se aplicará una configuración del sistema tipo un interruptor y medio.

(4) Especificaciones de Equipos Principales

Básicamente se aplican las especificaciones estandarizadas en El Salvador.

(5) Comparación de los Sistemas de Transmisión

Se seleccionó el caso de conectarse con la subestación 15 de Septiembre para la ruta de transmisión por las razones siguientes:

- 1) Se prioriza la reducción del costo de construcción.
- 2) Las especificaciones son satisfactorias desde el punto de vista de la capacidad térmica y estabilidad.

- 3) Los casos de conectarse con la subestación de San Miguel tendrán posibilidad de tener dificultades para resolver el problema de derechos de paso alrededor de la ruta de transmisión.

2.6.3 Análisis del Sistema Eléctrico

(1) Resultado del cálculo de flujo de carga

A continuación se indican los resultados del cálculo de flujo de carga en los modelos con las cargas de punta:

- La tensión del sistema puede ser mantenida dentro del rango apropiado (entre 95 % y 105 %), sin tener necesidad de aplicar modificadores de fase además de lo previsto.
- Ninguna línea de transmisión tiene sobrecarga a causa de la operación de la central El Chaparral en paralelo.

(2) Capacidad de Cortocircuito Trifásico

En base a la capacidad e intensidad de corriente de cortocircuito trifásico en 2010, los interruptores de baja tensión de la central El Chaparral deberá tener más de 30 kA de intensidad de interrupción.

(3) Estabilidad

Se ha examinado la estabilidad del sistema de transmisión con las cargas de punta y fuera de las horas punta, respectivamente, y ha resultado estable.

Punto de fallas	Extremo cercano de El Chaparral	Extremo cercano a S/E 15 de Septiembre en línea de transmisión de 15 de Septiembre a San Martín.
Aspecto de falla	1LG-(150 ms)-1LO-(300 ms)-1LC	3LG-(150 ms)-3LO (sin recierre)
Demanda punta en 2010	Estable	Estable
Fuera de las horas en punta en 2010	Estable	Estable

2.6.4 Recomendación para el Sistema de Transmisión

Considerando los resultados de la comparación económica y análisis de cada sistema de transmisión, para el presente proyecto, se recomienda el sistema de transmisión que se indica a continuación:

- (1) Ruta de transmisión: central El Chaparral – (43 km) – Subestación de 15 de Septiembre
- (2) Tensión de transmisión: 115 kV
- (3) Cable de transmisión: 3 x 1 - 477 MCM ACSR (*Flicker*)
- (4) Cable de guarda: EHS, diámetro 9.52 mm

2.7 Evaluación de Impactos Ambientales

Como un componente del Estudio de Factibilidad del Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral, y atendiendo los lineamientos propuestos por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, se ha realizado el Estudio de Impacto Ambiental del referido proyecto.

2.7.1 Caracterización del Medio Natural

Para la caracterización del medio natural se estableció una zona de influencia directa que comprende los espacios directamente intervenidos por la ejecución de las obras, y es la zona en donde se ha realizado un estudio detallado del medio ambiente. La zona de influencia indirecta comprende, en general, la cuenca del río Torola y en particular, los tres municipios que poseen áreas intervenidas con el proyecto, así como el cauce del río Torola aguas abajo del sitio de presa hasta su desembocadura en el río Lempa y su incorporación al embalse de la central 15 de Septiembre.

(1) Suelo

Sobre problemas de erosión, el análisis fotogeológico y el reconocimiento del sitio de presa no revela riesgos erosivos significativos, ni de deslizamientos o inestabilidad de laderas.

(2) Agua

La calidad del agua se ve afectada por los diferentes usos que se hacen del río, entre los que se mencionan el lavado de ropa, aseo personal y empleo de productos tóxicos para la pesca. Después de completar la construcción de embalse, se mantendrá un caudal ecológico mínimo en la época

seca y se controlará la crecida en la época lluviosa. Esto contribuirá a estabilizar la biología acuática y también a la de orillas.

(3) Clima

Climáticamente, el área de influencia del proyecto se califica como Sabana tropical caliente o tierra caliente, en donde la temperatura no varía mucho durante todo el año con promedio anual de 26.4 °C.

(4) Vegetación

Para el estudio de la vegetación, encontrando 60 especies del estrato arbóreo pertenecientes a 32 familias; en los estratos arbustivo y matorral se registraron 61 especies. De estas especies 3 están calificadas como amenazadas y 3 en peligro de extinción.

(5) Fauna

En el grupo de los mamíferos se identificaron 19 especies, de las cuales 6 están calificadas como especies amenazadas y 5 en peligro de extinción. Se registró un total de 54 especies de aves, de las cuales 19 están calificadas como amenazadas y 5 en peligro de extinción. Se registraron 20 especies de reptiles, en donde predomina el grupo conocido como culebras. 5 especies están calificadas como amenazadas y 4 en peligro de extinción. En el grupo de los anfibios se reportaron 7 especies, que no tienen definida su condición de amenaza o peligro de extinción. De los organismos microscópicos o plancton, se registraron 71 especies pertenecientes al fitoplancton y 33 especies pertenecientes al zooplancton. Los organismos bentónicos resultaron muy escasos, reportándose 7 grupos, de los cuales el más abundante fue el Orden Díptera con 4 familias.

Dentro de los organismos nectónicos se registraron 8 especies de peces, de los cuales 7 especies son utilizadas como alimento por la población. En general, la población piscícola, no obstante que es de amplia distribución, es muy escasa, y no representa un recurso significativo para la dieta alimenticia de las personas.

(6) Población

El proyecto interviene áreas habitadas de ocho caseríos del municipio de Carolina y tres caseríos del municipio de San Antonio del Mosco, en donde existe un total de 409 viviendas, de las cuales 79 se localizan en el área a intervenir con el embalse, 69 del Municipio de Carolina y 10 del Municipio de San Antonio del Mosco. De las 79 viviendas, 9 se encuentran deshabitadas. Además dos casas de oración y una escuela están localizadas en el área a inundar.

En el área intervenida con la formación del embalse se determinó un total de 430 parcelas, pertenecientes a 340 propietarios. Estas propiedades serán adquiridas por el Titular de proyecto, quien las está comprando a un costo real, más un excedente económico que incentive y compense al propietario por inconvenientes que se le ocasionen al solicitarle que venda su propiedad.

(7) Socioeconomía

Las zonas influencia directa e indirecta del proyecto se encuentran en una situación muy severa desde el punto de vista socioeconómico. Faltan servicios públicos básicos y poca presencia de las instituciones y agencias gubernamentales para los servicios públicos. Infraestructuras construidas y mejoradas por el presente proyecto permitirán tener facilidad de acceso a la economía regional y nacional. La ejecución del proyecto ofrecerá a los pobladores locales oportunidades del empleo de larga o mediana duración, capacitación vocacional y aprendizaje técnico, lo cual les servirá para conseguir otros empleos después de terminar el proyecto.

(8) Salud

En cada uno de los municipios de la zona existe una Unidad de Salud con un médico, una enfermera y personal auxiliar consistente en promotores e inspectores de salud y personal administrativos trabajando a tiempo completo. Referente a las enfermedades por las que consulta la población, se encontró que las más frecuentes son el parasitismo intestinal, infecciones respiratorias agudas, infecciones intestinales y faringoamigdalitis agudas.

(9) Arqueología y Recursos Paleontológicos

En el sitio se encontraron indicios de posible existencia de objetos pertenecientes al periodo Arcaico, que va de los 6,000 a los 2,000 años a.C. Los hallazgos consistieron en pequeñas obsidiana y que igualmente suelen encontrarse fuera del área de influencia del proyecto. No existen estructuras ni elementos que necesiten preservarse o que impidan la ejecución del proyecto.

Referente a los recursos paleontológicos, el trabajo se orientó a investigar y documentar la existencia de fósiles en el área de influencia directa del proyecto. En el sitio Vado Ancho se encontró un afloramiento fosilífero constituido por calizas, diatomitas y limo. No obstante, se ha determinado que no representa un impedimento para el desarrollo del proyecto.

(10) Paisaje

En el análisis de paisaje las estructuras del dique, vertedero y campamento se situarán en una elevación que las expone a la vista de observadores potenciales. Con la labor de revegetación que

se realizará se espera que los árboles oculten en parte las estructuras, integrándolas en lo posible al medio natural. Además, el embalse, como un cuerpo de agua superficial, contribuirá a incrementar la belleza escénica de la zona, que en la época seca adquiere características de lugares áridos.

2.7.2 Identificación de Impactos Ambientales

Para la identificación, análisis y evaluación de los potenciales impactos ambientales se utilizó un procedimiento conocido como Método MEL-ENEL. El proceso de evaluación implica asignarle un valor a cada impacto, considerando para cada uno los conceptos de: Magnitud, Importancia, Extensión, Duración y Reversibilidad, que constituye una valoración integral del impacto que una determinada actividad puede ocasionar en el medio ambiente.

Como resultado del proceso de evaluación se encontró que, en orden descendente, los componentes del medio mayormente afectados son: el suelo, la vegetación, la población humana, el agua, la fauna, la salud de la población, el paisaje y el clima.

Se concluye que con la ejecución del proyecto se mejorará la disponibilidad de energía eléctrica a nivel nacional, lo que traerá una serie de beneficios económicos y sociales y se promoverá el desarrollo de la zona. Por el contrario, si no se realizara el proyecto, se desaprovecha la oportunidad de mejorar las condiciones de vida de un sector de la población localizada en una zona bastante marginada de las actividades de desarrollo nacional.

2.7.3 Medidas de Mitigación

Para mitigar y compensar los potenciales impactos negativos identificados se elaboró un Programa de Manejo Ambiental (PMA) que contiene las medidas que deberán realizarse a fin de evitar, reducir o compensar el efecto de dichos impactos.

Entre las actuaciones de carácter ambiental estrechamente vinculadas con la ejecución del proyecto y a la operación de la Central se hace referencia a lo siguiente:

- diseño y ejecución de un programa para el reasentamiento de la población localizada en el área del futuro embalse
- asignación de una compensación económica para cada jefe de familia reubicada, equivalente a un salario mínimo mensual durante los primeros seis meses y de medio salario mínimo mensual en los siguientes seis meses,
- extracción de la vegetación en el área a inundar con la formación del embalse

- construcción de dos puentes en tramos angostos del embalse
- habilitar pasos para las personas en brazos del embalse
- habilitación del dique como puente vehicular para comunicar por carretera los sectores en ambas riberas del río
- mejoramiento de 33 km y apertura de 11 km de calles públicas en la periferia del embalse
- reubicación de una escuela de educación primaria y dos casas de oración
- apoyo institucional a las actividades ambientales durante las fases del proyecto;

Se elaboró un Plan de Monitoreo para dar seguimiento a la ejecución del PMA, en donde se determinan las medidas a supervisar, el objetivo y la frecuencia del monitoreo, el método de observación e interpretación de resultados y elaboración de los informes respectivos.

2.7.4 Identificación de Riesgos y Medidas de Contingencia

No obstante que no se espera que ocurran riesgos significativos por la ejecución de esta obra, se realizó un análisis de los potenciales riesgos que pudieran presentarse durante la fase de construcción. Se propone una serie de medidas de contingencia con las que se espera apoyar al Contratista y a los responsables de la operación de la central en la planificación de respuestas oportunas, a fin de prevenir o minimizar los daños que se pudieran ocasionar con la ocurrencia de los riesgos identificados.

2.8 Plan de obras y Costo de Construcción

2.8.1 Plan de Obras

El plan de obras fue elaborado en base a las condiciones meteorológicas, diseño de caudal para el túnel de desvío, materiales de construcción y energía eléctrica, caminos temporales y terrenos de obras temporales, y cantidad de construcción.

(1) Obras preparativas

Las obras preparativas se refieren a obras necesarias para construir las estructuras principales y consisten en las siguientes obras:

- 1) Mejoramiento de caminos públicos existentes

- 2) Construcción de nuevos caminos de acceso al área de construcción
- 3) Preparación de terrenos para las obras temporales
- 4) Construcción del sistema de la energía eléctrica, oficinas, campamentos, etc.

Estas obras preparativas estarán incluidas y ejecutadas dentro del alcance de trabajo del contratista encargado de construcción de las principales obras civiles. En la Figura 2.9 se indica la ubicación.

(2) Túnel de desviación

Para la construcción del túnel de desviación, se iniciará la excavación en la salida del túnel en la margen derecha, adonde se llegara cruzando un puente provisional que se instalará sobre el río desde el camino de acceso a la casa de máquinas. En la época seca, se iniciará la excavación en el lado de entrada. Después de completar la construcción del túnel de desviación, se iniciará la construcción de la primera ataguía y de la segunda (método RCC: Concreto Compactado en Rodillos) aguas arriba de la presa, junto con otra de aguas abajo en la época seca. El cambio del curso de agua se hará después de finalizar toda la construcción.

(3) Presa

Con respecto a la excavación de fundación, será necesario iniciar la excavación de la zona elevada en la margen izquierda antes de complementar el cambio del curso de agua. Después de cambiar el curso de agua, la tierra excavada se hace caer hacia el cauce del río por tractores y posteriormente se transportará en camión desde el cauce hasta un botadero de tierra aguas arriba. El volumen de concreto será aproximadamente de 390,000 m³. La técnica RCC se aplicará a la colocación de concreto en la presa. Como sistema de transporte de concreto RCC, en el presente proyecto se utilizará la grúa de cable tipo fijo. La planta de concreto se instalará en una posición del extremo del coronamiento en la margen izquierda y los agregados se transportarán en camión volquete desde la planta de agregados y se guardarán en el depósito colocado al lado de la planta.

(4) Obra de toma

La construcción de la obra de toma se realizará paralelamente a la colocación de concreto en la presa.

(5) Tubería forzada

La tubería forzada consistirá en tres tramos: tramo horizontal superior que atraviesa el cuerpo de la presa, tramo inclinado expuesto y enterrado y tramo horizontal inferior en la casa de máquinas. La tubería se armará en los terrenos destinados para las obras temporales cerca del botadero de tierras

y se transportará a la casa de máquinas. Se iniciará la excavación desde la parte superior del tramo inclinado hacia abajo y los escombros de excavación se sacarán hacia arriba en uso de torno y se transportarán hasta el botadero de tierras, igual que los de excavación en la fundación de presa.

(6) Casa de máquinas

Se realizará la excavación para la casa de máquinas mediante el método de escalonado (*bench cut*). Después de que la excavación alcance la elevación de 125 msnm, se complementará la construcción de un túnel para la instalación de tubería forzada. Si se finaliza dicha construcción, volverá a excavar hasta el nivel del fondo de la casa de máquinas.

Se llevará a cabo la colocación de concreto para la fundación consecutivamente desde abajo de acuerdo al avance de la instalación de equipos de generación eléctrica.

(7) Turbina y equipos de generación eléctrica

El montaje de los equipos eléctricos se iniciará a los 9 meses después del comienzo de las obras civiles y finalizará a los 30 meses. La operación comercial se iniciará después de las pruebas sin agua y con agua y a los 34 meses del comienzo de las obras civiles (a los 41 meses del comienzo de las obras preparativas). El montaje del tubo de aspiración se iniciará después de completar la excavación en la casa de máquinas. El montaje de la caja espiral, turbina, generador, etc. se completará durante un período de un año, utilizando la grúa tipo puente.

(8) Línea de transmisión a 115 kV

Se iniciará la instalación un circuito de la línea de transmisión a 115 kV con la longitud de 43 km y terminará en el tercer año del comienzo de las obras civiles.

2.8.2 Cronograma de Obras

La duración del presente proyecto se estimó 3 años y 4 meses, considerando la magnitud de las obras, etc. Los pasos críticos del proceso de construcción son las obras relacionadas con la casa de máquinas. En la Tabla 2.1, se ilustra el cronograma de obras.

2.8.3 Costo de Construcción

Se calculó el costo de construcción, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas, geológicas y sociales y magnitud de las obras de construcción, y también de acuerdo a las condiciones básicas que se describen a continuación:

- (1) Es en 2003 cuando se realizó la estimación del costo de mano de obra, costo de máquinas, costo de materiales que constituyen el costo unitario de construcción.
- (2) Todos los costos se expresan en dólares estadounidenses y se han estimado divididos en monedas nacionales y extranjeras.
- (3) No están considerados los impuestos ni derechos arancelarios para máquinas y materiales importados.
- (4) No está considerado el incremento por la inflación.
- (5) No está estimado el interés durante el período de construcción.

El costo de construcción está compuesto por las siguientes partidas:

- (1) Costo de obras preparativos: reparación de carreteras y caminos existentes, construcción de caminos nuevos para el proyecto, preparación de terrenos para obras temporales, instalación del sistema de recepción de energía eléctrica para la construcción, oficinas y campamentos
- (2) Costo de obras civiles:
 - Cambio del curso de agua : túnel de desviación y ataguías aguas arriba y aguas abajo
 - Presa : presa misma, obras en fundación, vertedero mismo, paredes de disipador
 - Tubería forzada : obra de toma, tramo inclinado de la tubería, concreto de relleno
 - Casa de máquinas : fundación, edificio, sala de control, desagadero, fundación del patio de llaves
- (3) Equipos hidráulicos: compuertas, tubería forzada, rejillas, facilidades de descarga
- (4) Equipos electromecánicos: turbina y válvula de admisión, gobernador de velocidad y sus equipos auxiliares, generador, sistema de excitación y sus equipos auxiliares, grúa puente, transformador y sistema de extinción, barras del circuito principal del generador, sistema de protección con relés, incluyendo equipos interruptores, sistema de transmisión de información, equipos y sistemas auxiliares de la casa de máquinas
- (5) Equipos de transmisión: cables eléctricos y equipos eléctricos y mecánicos de la línea de transmisión (incluyendo equipos de la ampliación de la Subestación 15 de Septiembre

- (6) Costo de medidas para la protección medioambiental: mejora y construcción de caminos de alrededores, puentes (véase la Figura 2.10), costo de medidas para la protección medioambiental
- (7) Costo de adquisición de terrenos e indemnización: costo de adquisición de terrenos e indemnización por la inundación en el embalse, incluyendo la servidumbre de la línea de transmisión
- (8) Contingencia: 10 %, 5 % y 5 % de: costo de obras preparativas, costo de obras civiles y costo de mejora de caminos de alrededores; equipos hidráulicos; y equipos electromecánicos y líneas de transmisión, respectivamente
- (9) Costo de administración e ingeniería: costo de administración e ingeniería (diseño y supervisión), relacionado con la construcción. Corresponderá al 15 % del costo directo de construcción

El costo directo de construcción está constituido por los incisos mencionados de (1) a (7). El costo total del proyecto es la suma del costo directo y el costo indirecto compuesto por los incisos anteriores de (8) a (9).

En la Tabla 2.2 se indica el costo desglosado de construcción.