Concejo Nacional de Energía (CNE)
República de El Salvador

República de El Salvador

Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables

Informe Final
(Apéndice)

Guía para el desarrollo de

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador

Marzo 2012

Japan International Cooperation Agency

Nippon Koei Co., Ltd.
Japan Metals & Chemicals Co., Ltd.
KRI International Corp.

ILD
JR
12-060

Concejo Nacional de Energía (CNE)
República de El Salvador

República de El Salvador

Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables

Informe Final
(Apéndice)

Guía para el desarrollo de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador

Marzo 2012

Japan International Cooperation Agency

Nippon Koei Co., Ltd.
Japan Metals & Chemicals Co., Ltd.
KRI International Corp.

CNE
Consejo Nacional de Energía

NIPPON KOEI

JICA

Guía para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador

Marzo 2012

Guía para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador

Marzo 2012

CNE
Consejo Nacional de Energía

NIPPON KOEI

JICA

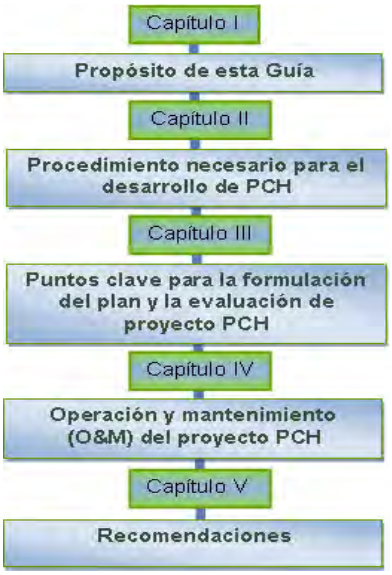
INTRODUCCIÓN

La presente Guía servirá como base para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) en la República de El Salvador, y está dirigida a todos aquellos interesados en desarrollar proyectos de energía hidroeléctrica.

En esta guía se encontrarán las definiciones de PCH, así como las partes que la componen, como calcular los costos estimados, pasos para la puesta en operación de las PCH, así como un panorama general del porque las PCH son importantes en nuestro sistema de despacho de energía eléctrica, como funciona el mercado eléctrico y sus componentes, evolución de la demanda energética general, así como los pasos y requerimientos necesarios para su implementación, los permisos estatales; los pasos necesarios para la concesión de los ríos de sitios potenciales de PCH, y todos los pasos detallados para poder desarrollar y construir una PCH. Así como todos los pasos necesarios para poderse interconectarse al sistema de distribución de energía o en su defecto al mercado mayorista de electricidad.

Esta Guía podrá utilizarse durante la planificación y preparación de los diferentes proyectos. Por tanto está basada en una serie de metodologías que les permitirá conocer los pasos necesarios para desarrollar de forma ágil y práctica, proyectos de PCH.

Esta guía está conformada por 5 Capítulos.



PROPÓSITO DE LA GUÍA

El Salvador es uno de los países centroamericanos con potencial para desarrollar proyectos de PCH, ya que cuenta con todos los recursos ambientales necesarios. Esta Guía pretende ser una herramienta para desarrollar dichos proyectos hidroeléctricos de un modo simple y ágil.

El actual sistema energético a nivel de país está basado en la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el petróleo (36.92%). La generación de energía a partir de esta materia está siendo ampliamente replanteada por varias razones: Son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta, su uso a gran escala está provocando graves efectos sobre el medio ambiente y la salud de los seres humanos, y se están agotando las reservas naturales comprometiendo el futuro de las nuevas generaciones.

Esto ha provocado que en los últimos 20 años se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que apuestan por alcanzar un modelo de desarrollo sostenible: Cumbre de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) donde surgió el plan de acción Agenda 21 y de Johannesburgo (2002); Protocolo de Kyoto, adoptado en la Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005; Declaración del Milenio (2000); y Plan de acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004.

Para proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía, la generación de electricidad con PCH ofrece la posibilidad de crear energía limpia sin dañar al ecosistema nacional e internacional.

ÍNDICE

CONTENIDO. **PÁGINA**

INTRODUCCIÓN **I**
PROPÓSITO DE LA GUÍA II
ÍNDICE III – VI

CAPÍTULO 1

- VENTAJAS DE LAS PCH 6
- EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR 7 -9
  - DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 9
  - DISTRIBUIDORAS 9 -10
  - COMERCIALIZADORES 10
  - USUARIOS FINALES 11
  - SISTEMA DE TRASMISIÓN 11
- EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA 12
  - PRECIOS DEL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA (MRS) 12
  - OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MME) 13
  - CARGO POR ENERGÍA 13 - 14
  - CARGO DE CAPACIDAD 14- 15
- PORQUE SON NECESARIAS LAS PCH 15 - 16
- QUE SON LAS PCH 17
- CÓMO FUNCIONAN LAS PCH 17 - 19
- TIPOS DE PCH 19 - 20
  - CENTRALES A FILO DE AGUA 19
  - CENTRALES DE REGULACIÓN 20
- PARTES DE PCH 20
  - PRESA 20 – 21
  - CANAL ABIERTO 21
  - TUBERÍA DE CONDUCCIÓN 21
  - DESARENADOR 21 – 22
  - TUBERÍA DE PRESIÓN 22
  - CASA DE MAQUINA 22
  - TURBINAS 22 – 23
  - GENERADOR 23 – 24
  - TRANSFORMADOR 24

- CÁLCULO DE POTENCIA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA (FORMULAS) 25

CAPÍTULO 2

- RESUMEN DE LA LEY DE GENERAL DE ELECTRICIDAD 27
  - MERCADO ELÉCTRICO DE EL SALVADOR 27
  - LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 28 - 30
- RESUMEN DE LA LEY DEL MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES 30
- PROCESO OBTENCION PERMISO MARN 31
  - EL PROCESO DE CONCESIÓN RECURSO HIDRÁULICO 32
- RESUMEN DE LA LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 33
- PROCEDIMIENTO PARA OBTENER CRÉDITOS DE MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO (MDL) 33 - 37
- RESUMEN DE PROCESO MARN E INTERCONEXION PARA UNA PCH 37

CAPÍTULO 3

- PUNTOS CLAVES PARA LA FORMULACIÓN DE UN PLAN Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE PCH (ESTUDIO DE RECONOCIMIENTO 39
- FLUJO DE TRABAJO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO DE PCH 39 - 40
- LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO 40 - 47
- ESTUDIO DEL PERFIL DEL RÍO 41
- SELECCIÓN DE LA RUTA DE TUBERÍA DE CONDUCCIÓN 41
- ESTRUCTURA DE CONDUCCIÓN O CANAL ABIERTO 42
- MEDICIÓN DEL ÁREA DE CAPTACIÓN 42
- CAÍDA BRUTA, PÉRDIDA DE CAÍDA Y CAÍDA EFECTIVA 43
- ESTUDIO HIDROLÓGICO 43
- CÁLCULO DEL CAUDAL DEL RÍO EN EL SITIO DE LA TOMA 43 - 44
  - OTRA INFORMACIÓN HIDROLÓGICA Y METEOROLÓGICA 45
- PREPARACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL 45

- CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL DE UNA DESCARGA ESPECÍFICA POR DEPARTAMENTO 45 - 47
- DESCARGA ESPECÍFICA PROMEDIO [$M^3/S/100\ KM^2$] POR DURACIÓN DE PORCENTAJE DE D IAS EXCEDIDOS POR CADA DEPARTAMENTO 48
- OBSERVACIÓN DE LA DESCARGA 49
  - MEDICIÓN DE CAUDAL CON MEDIDOR DE CORRIENTE 49
  - ESTACIÓN DE MEDICIÓN DE CAUDAL O ESTACIÓN DE LIMNÍMETRO 49
  - CURVA DE EVALUACIÓN 49 – 50
- DETERMINACIÓN DEL CAUDAL DE MANTENIMIENTO DEL RÍO (CAUDAL ECOLÓGICO) 50
  - ESTUDIO DE CONDICIÓN DE UTILIZACIÓN DEL RÍO 50
  - CAUDAL DE MANTENIMIENTO DEL RÍO (CAUDAL ECOLÓGICO) 50
- POTENCIA Y DESCARGA DE LA PLANTA 51
  - POTENCIA MÁXIMA Y DESCARGA MÁXIMA DE LA PLANTA 51 – 52
- CAÍDA BRUTA, PÉRDIDA DE CAÍDA Y CAÍDA EFECTIVA (CAÍDA EVALUADA) 53
- GENERACIÓN DE ENERGÍA 53 – 54
  - CÁLCULO DE GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA POR CAUDAL DIARIO 54
  - MÉTODO SIMPLIFICADO POR LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL 54
- FACTOR ANUAL DE PLANTA 55
  - CARGA Y FACTOR DE CARGA 55
- SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA Y TURBINA DE BOMBA 55 – 56
- ESTIMACIÓN DE COSTO APROXIMADO 56 – 63
  - ESTIMACIÓN DE COSTO APROXIMADO (MÉTODO-A) 56
  - ESTIMACIÓN DE COSTO APROXIMADO (MÉTODO –B 57 – 58
    - ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CONSTRUCCIÓN A NIVEL DE ESTUDIO PRE-FACTIBILIDAD (MÉTODO-C) 59 – 63
- ANÁLISIS FINANCIERO 64 - 65
- MÉTODO DE COSTO DE GENERACIÓN 65 – 66
- COSTO ANUAL 66
- ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN 66 – 67
- MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN 67
- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL 67 - 68
- MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN 67
- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL 67 - 68

CAPÍTULO 4

- OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 70
- OPERACIÓN 71 - 73
  - LAS MEDIDAS CONTRA LOS RIESGOS 72
- OTRAS PRECAUCIONES 72 - 73
- MANTENIMIENTO 72 - 81
  - INFRAESTRUCTURA 73 - 77
  - INSTALACIONES ELECTRO-MECÁNICAS 77 - 80
  - REFACCIONES 80 - 81

CAPÍTULO 5

- RECOMENDACIONE 83
- ESTUDIO DE CAMPO Y DETERMINACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO 83
- ÁREA QUE RODEA A LA OBRA DE TOMA 83
- CANAL DE CARGA 83 - 84
- TUBERÍA DE PRESIÓN 84
- ASUNTOS RELACIONADOS CON LA CONSTRUCCIÓN 84
- DETERMINACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO 85
- INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE OBSERVACIÓN HIDROLÓGICA POR TELEMETRÍA 85 - 87
- MONITOREO AMBIENTAL 88
- FUENTES CONSULTADAS 89

CAPÍTULO 1

VENTAJAS DE LAS PCH

La energía hidroeléctrica es una fuente de energía renovable, barata, confiable y de tecnología probada, que desde finales del siglo XIX ha jugado un rol importante en la producción de energía eléctrica y que ostenta significativos atributos ambientales: limpieza, sostenibilidad y muy especialmente la ausencia de emisión de gases de efecto invernadero, lo que la sitúa como opción prioritaria en la solución de la producción de electricidad, para todos los países.

Las PCH son una fuente renovable, Al ser renovable, se recupera anualmente a través del ciclo hidrológico natural y no se agota a largo plazo, como ocurre con los combustibles fósiles. No producen emisión de gases de efecto invernadero. Como en la producción de una PCH no hay ningún proceso de combustión, no se liberan a la atmósfera gases nocivos que contribuyan al calentamiento global. Las energías verdes, por ser unidades de producción no emisoras, contribuyen a la reducción de los impactos medioambientales tales como:

- Las emisiones atmosféricas que provocan el calentamiento global del planeta, la disminución de la capa de ozono, la niebla de invierno y niebla fotoquímica.
- La contaminación de los medios acuático y terrestre, que producen acidificación y eutrofización.
- La generación de residuos, como sustancias carcinógenas, residuos radiactivos y metales pesados liberados en la atmósfera. Provocado por el sistema de producción de electricidad, como la lluvia ácida o el Efecto invernadero.

La energía obtenida a partir de PCH ofrece, los siguientes beneficios para nuestro entorno:

- No se produce consumo del agua, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformada su energía en energía eléctrica a su paso por la turbina.
- Carácter autóctono, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior y el refuerzo de la seguridad del suministro.
- Energía limpia, no produce residuos contaminantes, excepto en la fase de construcción, en que deben extremarse las medidas minimizadoras de impactos ambientales.
- Es respetuosa con el medio ambiente, porque los impactos que genera son pequeños y fácilmente minimizables, incluso pueden ser beneficiosos al medio ambiente si se toman las medidas adecuadas (escalas para peces, caudal ecológico, soterramiento de tuberías).
- Es inagotable gracias al ciclo hidrológico natural.

Fuente: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

EL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR

Con una superficie de tan solo 20.720 km2 y una población de 7,2 millones, El Salvador es el país más pequeño de Centroamérica, y por mucho, el más densamente poblado (349 habitantes por km 2). La densidad de población se traduce en la atomización de la propiedad rural.

Entre los desarrolladores de proyectos de energía del país esto ha sido percibido como una limitante que dificulta los procesos de adquisición de tierras. Si bien su economía ha venido creciendo a un ritmo un tanto más lento que la de los países vecinos, alcanzó en 2010 un PIB total de US$ 21,8 billones, ocupando el lugar 95 del ranking mundial y un PIB per cápita de US$ 6.72. Ubicando a El Salvador en el lugar 90 del ranking mundial; El Salvador cerro el 2010 con un nivel inflacionario de 2.13 % según fuentes del Banco Central de Reserva de El Salvador. Pronosticando que el cierre del 2011 rondara el 5 %. Fuente: www.bcr.gob.sv

Sus indicadores sociales reflejan deficiencias importantes: 47,5% de sus habitantes viven en condiciones de pobreza.

El analfabetismo supera el 18%, y la mortalidad infantil sigue siendo alta (21 niños por cada 1.000 nacidos vivos). Sin embargo, también en estos indicadores ha logrado ubicarse en una posición intermedia entre sus vecinos del C4 (Guatemala, Honduras, Nicaragua) y los países del Sur de Istmo.

EVOLUCIÓN RECIENTE DEL SECTOR

Con el fin del conflicto armado en el año 1992 se empezó a dar un incremento marcado en la capacidad instalada de generación eléctrica en El Salvador. Cuatro años después, en 1996, el sector eléctrico inicia un proceso de cambios, con la promulgación de la Ley General de Electricidad. Dicha ley, que reestructuró el sector mediante una reestructuración del sistema, abrió el acceso de la participación privada en todas las fases de la industria eléctrica.

CUADRO DE OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

Menor de 5 MW

A

Conexión de línea:
13.2 KV
22.9 KV
46 KV

Contratos bilaterales con la distribuidora a corto plazo.

A La única opción que tiene un generador a pequeña escala es conectarse a nivel de distribución con el distribuidor que más le convenga.

Mayor de 5 MW

A

Línea de conexión
13.2 KV
22.9 KV
46 KV

Contratos bilaterales con la distribuidora a corto plazo.

B Si pasa cerca del proyecto hidroeléctrico la línea de transmisión, se puede conectar directamente a ella (pagando el peaje respectivo de retiro de energía al transmisor y venderla en el mercado SPOT)

B

Línea de conexión
23 KV (Transformadores)
46 KV (Transformadores)
115 KV
230KV
Línea de transmisión de ETESAL

MRS (Mercado regulador del sistema) Mercado mayorista de electricidad

Opciones B esta vendiendo en el mercado SPOT (MRS), Mercado mayorista de energía.

Pago de peaje por el uso de línea

Actualmente se cuenta con la siguiente diversificación de recursos: Energía hidroeléctrica (36.6% de la generación), Geotérmica (24.9%), cogeneración (3.3%) y plantas térmicas mayoritariamente a base de Bunker (35.2%), las energías renovables de pequeña escala, sin embargo, juegan un papel muy poco significativo.

(Fuente: Folleto informativo DELSUR, Licitación Pública Internacional No. DELSUR-CLP-001-2010)

Hay que destacar que se cuenta con un plan ambicioso de crear plantas nuevas de generación hidroeléctrica tales el caso de la estatal CEL, que pretende construir en el río Paz (Río fronterizo con Guatemala). El Proyecto hidroeléctrico Chaparral que se encuentra sobre el río Torola. Entre otros de los planes de la estatal se encuentra la construcción del proyecto hidroeléctrico El Cimarrón 261 MW.

Además como otras PCH que tienen una potencia entre los 0.5 a 3 MW. Que están siendo ejecutados por el sector privado. En términos de mercado eléctrico, el salvadoreño es el más abierto de la región. La participación en todas las etapas del mercado eléctrico está abierta a personas privadas. Además, las concesiones de agua se otorgan en forma permanente.

Esta apertura se ha visto intervenida por un régimen de subsidios que ha introducido importantes distorsiones en el mercado. Originalmente los subsidios cubren el consumo de usuarios hasta los 99 KW/h. Sin embargo, los subsidios terminaron generalizándose. Llegando a cubrir tanto usuarios residenciales como industriales. El esquema de subsidios termino siendo insostenible, y desemboco el recorte de las ayudas generalizadas en febrero de 2009.

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Composición de la Generación de Energía por Recurso

El mercado salvadoreño presenta históricamente una mayor generación termoeléctrica, con un promedio de alrededor de 40% del total de la energía inyectada. En segundo lugar, está la generación hidroeléctrica; y finalmente, una importante porción de generación geotérmica.

Tabla 1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Año	Hidroeléctrico	Geotérmico	Térmico	Importaciones
2005	34.86%	20.53%	38.30%	6.31%
2006	37.60%	20.42%	41.76%	0.21%
2007	32.38%	24.13%	42.78%	0.72%
2008	35.67%	24.92%	37.12%	2.30%
2009	26.54%	25.13%	44.64%	3.69%
2010	35.69%	24.40%	36.92%	2.99%

Fuentes: - FOLLETO INFORMATIVO DELSUR, LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NO. DELSUR-CLP-001-2010 ANUARIO ESTADÍSTICO DE LA UT

DISTRIBUIDORAS

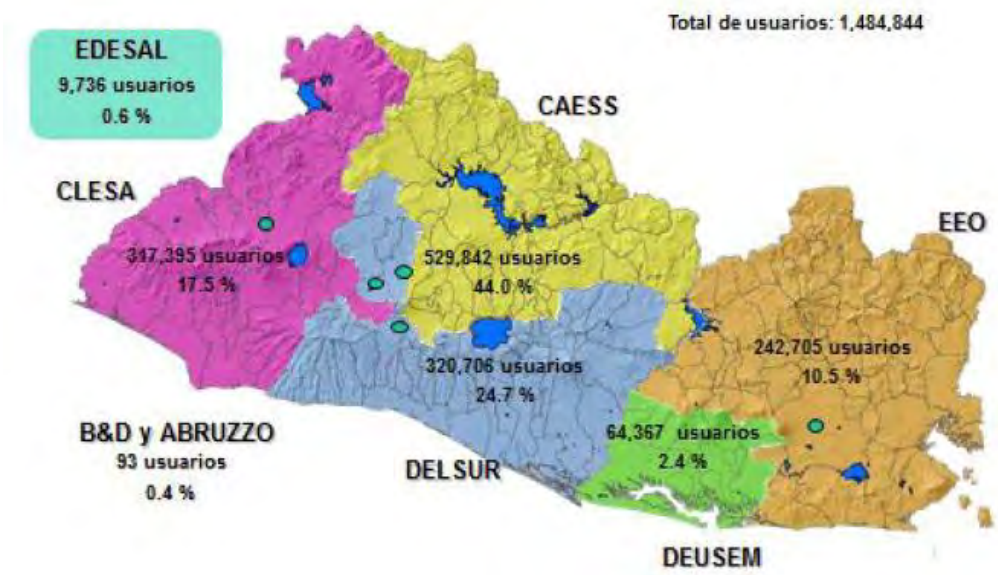
Son las poseedoras y operadoras de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje. Las empresas distribuidoras de energía en el país operan con una doble función, la de distribuir la energía a través de sus redes hasta los centros de consumo y la de comercialización de energía a los usuarios finales.

La facturación realizada por las empresas distribuidoras a sus clientes está compuesta por 3 cargos; cargo de comercialización, cargo de distribución y cargo de energía. El primero de estos tres cargos incorpora los costos incurridos por las empresas en su actividad de facturación y atención al cliente. El cargo de distribución incorpora costos relacionados con la inversión y mantenimiento de la red de distribución.

El cargo por energía es ajustado cada tres meses y es calculado con base en

los costos de compra de energía de las distribuidoras durante el trimestre anterior. Dentro de la formula se incorporan los costos de compras que realizan las distribuidoras en el mercado SPOT y las compras en contratos suscritos a través de procesos de licitación de libre concurrencia supervisados por SIGET.

El país actualmente cuanta con el servicio de distribución de energía eléctrica de cuatro empresas distribuidoras.



1) AES: EEO
   - DEUSEM
   -CLESA
   -CAESS
2) DELSUR
3) EDESAL
4) B & D ABRUZZO

Figura 3 ÁREAS DE INFLUENCIA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Fuente: BOLETÍN DE ESTADÍSTICAS ELÉCTRICAS N 12 2010 – SIGET

COMERCIALIZADORES

Es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla, y puede ser de naturaleza vinculada o desvinculada patrimonialmente de cualquier otro operador.

Las empresas comercializadoras pueden realizar actividades de compra y venta de energía limitadas al Mercado Mayorista de eléctricidad (MME) o pueden realizar tareas vinculadas con comercialización de energía a usuarios finales directamente. En este último caso necesitan contar con un contrato de distribución para poder operar.

USUARIOS FINALES

Es quien compra la energía eléctrica para uso propio. La mayoría de usuarios finales compran su energía ya sea directamente al distribuidor o a un comercializador, no obstante, un usuario final de gran demanda puede realizar una conexión directa al sistema de transmisión y realizar sus compras de energía directamente del mercado mayorista.

A continuación, se presenta gráficamente la distribución de la demanda de energía en el Mercado Mayorista, entre los diferentes operadores del sector:

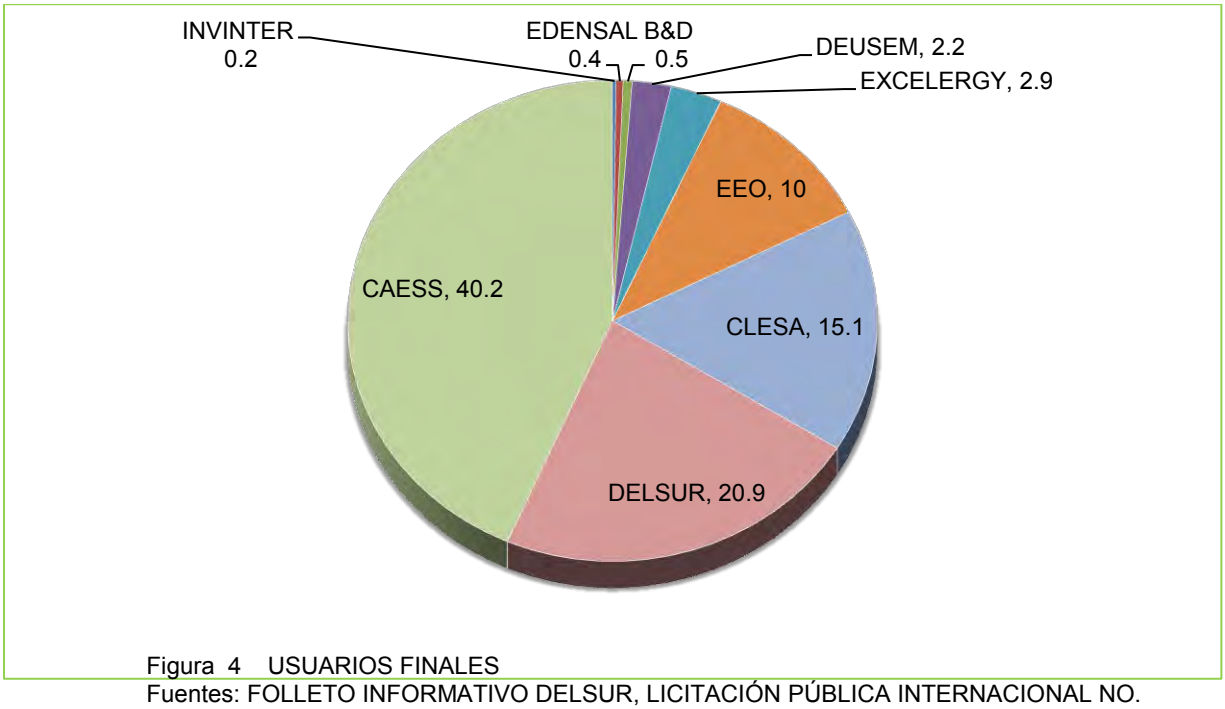


Figura 4 USUARIOS FINALES
Fuentes: FOLLETO INFORMATIVO DELSUR, LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NO. DELSUR-CLP-001-2010. UNIDAD DE TRANSACCIONES

SISTEMA DE TRASMISIÓN.

La responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión nacional, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras es la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL).
El sistema de transmisión a junio del 2010 estaba constituido por 38 líneas de 115 KV, que tienen una longitud total de 1,072.49 kms, por otra parte, se cuenta con dos líneas que interconectan el sistema de Transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras de 230 KV; además, entre las más recientes subestaciones se destaca la incorporación de la subestación “La Unión” de las 23 subestaciones de potencia. La capacidad de transformación instalada actualmente es de 2,386.7 MVA.

Evolución de la demanda de energía

La tendencia de crecimiento de la demanda máxima del sistema eléctrico nacional ha sido del 3% anual, en el 2010 fue de 948 MW, (16 de marzo, 14:30 horas) lo que refleja un crecimiento de 4.64 % respecto a la máxima registrada en el año 2009, cuyo nivel fue de 906 MW (10 de diciembre, 18:30 horas)

Tabla 2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

	Potencia		Energía	
Año	MW	Crecimiento	Gwh	Crecimiento
2002	752		4156.1	
2003	785	4.39%	4311.6	3.74%
2004	809	3.06%	4453.9	3.30%
2005	829	2.47%	4679.3	5.06%
2006	881	6.27%	5108.3	9.17%
2007	906	2.84%	5264.2	3.05%
2008	943	4.08%	5478.9	4.08%
2009	906	-3.92%	5500.1	0.39%
2010	948	4.64%	5636.2	2.47%

- **MW: Megavatios**
- **Gwh: Gigavatios Hora**

Fuente: FOLLETO INFORMATIVO DELSUR, LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NO. DELSUR-CLP-001-2010

PRECIOS DEL MERCADO REGULADOR DEL SISTEMA (MRS) PRECIO SPOT (PRECIO DEL DÍA)

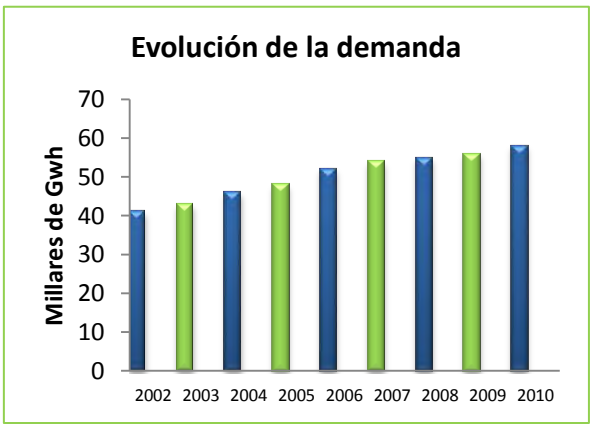


Figura 5 GRÁFICO HISTÓRICO DE PRECIOS PROMEDIO DEL MRS EN US $ /MWH.
Fuente: FOLLETO INFORMATIVO DELSUR, LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NO. DELSUR-CLP-001-2010

Bajo el esquema anterior del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTM) de despacho de generación basado en ofertas de oportunidad, el precio promedio ponderado anual de la energía demandada en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) para el año 2010 refleja un valor de US $126.45 por MWh. El precio máximo observado se registró en el mes de abril, con un valor de US $152.90 por MWh. El precio mínimo ofertado fue de US $87.91 por MWh.

OPERACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MME)

La operación del MME está regida actualmente por el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, también conocido como ROBCP.

Dicha liquidación es realizada por el administrador del mercado en el caso del MRS y de forma privada entre los agentes en el caso del Mercado de Contratos. Con base en este reglamento, los costos del sistema como cargos de transmisión, cargo de administración del mercado, perdidas de transmisión, reservas primaria y secundaria, servicios auxiliares, etc. son liquidados por los agentes que inyectan al mercado.

No obstante lo anterior, durante los últimos años, las autoridades regulatorias trabajaron en el cambio del modelo de despacho del Mercado Mayorista, con el objeto de migrar de un modelo que funcionaba con base en ofertas de precios a uno basado en costos de producción.

Según las disposiciones establecidas en el 2011 la remuneración del mercado será realizada con base en un cargo de capacidad y un cargo de energía.

CARGO POR ENERGÍA

El despacho de centrales generadoras se efectuará con base en los costos variables de producción, y las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad se valorizarán de acuerdo con la unidad marginal, llámese unida marginal aquella unidad que entrega el ultimo Megavatio para cubrir la demanda en un nodo especifico; es decir la última oferta para satisfacer la demanda del mercado que corresponde, al costo variable de operación de la última unidad generadora despachada para el suministro de la demanda en cada hora.

Los costos variables de operación de las centrales se calcularán según el tipo de generación:

- En el caso de las unidades termoeléctricas y geotérmicas se determinarán en función de los costos del recurso, y de otros costos operacionales que varían con la cantidad de energía producida por dichas unidades.
- Para el caso de las PCH con embalse los costos variables de operación serán los determinados por el valor de reemplazo o valor de oportunidad futuro del agua, determinado por la UT.
- Para el caso de las PCH sin embalse, éstas serán despachadas conforme a la disponibilidad de energía, de forma de minimizar el costo de operación del sistema.
- Para las importaciones, se tratarán como unidades termoeléctricas con un costo variable de operación igual a cero.

La planificación de la operación estará a cargo de la UT, la cual deberá elaborar una programación anual, una programación semanal y un programa diario o predespacho.

CARGO DE CAPACIDAD

Anualmente, a cada unidad de generación se le asigna una capacidad firme, la que será determinada por la UT, según la potencia que es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad, según el tipo de generación:

- **Central hidroeléctrica:** La capacidad firme dependerá de la aleatoriedad hidrológica, indisponibilidad forzada y de su mantenimiento.

- **Unidad térmica o Geotérmica:** Dependerá de la disponibilidad de combustible o vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado.

- **Unidad Generadora no convencional, tal como: eólica, solar, cogeneración y otras:** Dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario.

- **Importación:** Únicamente se reconocerá potencia a aquellos contratos de importación que adquieran la categoría de contratos firmes según criterios del Mercado Eléctrico Regional y dicha capacidad reconocida será igual al valor de potencia del contrato multiplicada por la disponibilidad de las líneas de transmisión.

Las capacidades firmes de todas las unidades deberán ser proporcionalmente ajustadas, de modo que, la suma de las capacidades firmes de todas las unidades resulte igual a la demanda máxima en el período de control.

El precio para valorar la capacidad firme se determinará igual al costo por kilowatt de inversión anualizado más el costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda.

Para determinar las transacciones de capacidad firme, la UT confeccionará un balance que considerará lo siguiente:

- Los operadores generadores cuya capacidad comprometida en contratos en el periodo de control sea inferior a la suma de las capacidades firmes reconocidas a la diferencia entre ambos valores. En cado contrario, se consideraran compradores.

PORQUE SON NECESARIAS LAS PCH

La implantación de las PCH está experimentando un considerable impulso en los últimos cinco años. En los países en vías de desarrollo, las PCH permiten obtener energía en aquellas localizaciones donde una gran central no sería viable, además de minimizar el impacto ambiental que produce la obra civil. En los países en vías de desarrollo las PCH pueden llegar a permitir la electrificación de zonas rurales alejadas de los grandes núcleos de población proporcionando un empuje decisivo para su crecimiento socioeconómico; a eso se le conoce como generación distribuida, tal es el caso de EL Salvador con los proyectos realizados por AEA a través de la ONG SABES; Son claros ejemplos de generación distribuida ya que no están interconectados al sistema de interconexión (SIN) y brinda energía eléctrica a caseríos y poblaciones alejadas de la redes de interconexión.

Son múltiples las ventajas que presentan las pequeñas PCH frente a otras fuentes de energía. Entre ellas se pueden destacar:

- Al igual que las grandes centrales hidroeléctricas, las PCH, no emiten ningún tipo de gas de efecto invernadero ya que en el proceso de producción de energía no hay ninguna combustión.

- Las PCH contribuyen al desarrollo sostenible, siendo una energía económicamente rentable. Permite descentralizar la producción total y posibilita el desarrollo de poblaciones dispersas y alejadas de los principales núcleos de desarrollo.

- En la actualidad existen diseños de turbinas que junto con las escalas para peces facilitan la migración de las especies piscícolas. Esto no se puede decir de las grandes centrales donde los grandes saltos y los elevados caudales turbinados impiden en la mayor parte de los casos el paso de los peces a través de las presas.

- Las PCH pueden asegurar un caudal mínimo (ecológico) que garantiza la vida aguas abajo de la central.

- La construcción de las PCH contribuye a la descentralización de generación eléctrica. De esta forma se puede conseguir que, ante una falta de energía de la

red principal, se mantenga el suministro en zonas apartadas de la red. Las PCH conectadas a las redes de distribución aquí en El Salvador constituyen una fuente de "generación distribuida" como se menciono anteriormente que reduce considerablemente las pérdidas de energía durante su distribución.

- La implantación de PCH moviliza las economías locales. Esto supone una contribución importante al desarrollo de poblaciones dispersas asegurando un suministro autónomo y seguro durante un período amplio de tiempo.

- Las PCH contribuyen al mantenimiento de las riberas del río, al eliminar los residuos que arrastra la corriente del río.

En los países en vías de desarrollo las PCH adquieren una importancia creciente como factor decisivo en el progreso de regiones aisladas energéticamente. En la actualidad 50 millones de hogares en todo el mundo se alimentan de PCH en zonas rurales. Países como China, India, están basando el crecimiento económico de la población dispersa cuya electrificación es vital para su desarrollo tecnológico y social con la implantación de PCH.

Ya que la energía hidroeléctrica es una de las más rentables. El costo inicial de construcción es elevado, pero sus gastos de combustibles son nulos y sus costos de explotación y mantenimiento son relativamente bajos comparados con otros sistemas de producción de energía eléctrica. La automatización ha permitido reducir el personal fijo en las centrales, existiendo un gran número de instalaciones que funcionan de forma automática, o por telemando y telecontrol.

Hay que destacar también la larga vida útil que poseen la infraestructura hidroeléctrica dada su relativa simplicidad, encontrándose bastantes instalaciones funcionando correctamente después de más de 75 años de uso. La causa de esta duración hay que buscarla en que las máquinas hidráulicas son equipos que giran a pocas revoluciones, por lo que pueden encontrarse funcionando todavía instalaciones muy antiguas como la PCH Cucumacayan (1928).

La energía hidroeléctrica es, sin lugar a dudas, la principal energía renovable por ser barata. Un sexto de toda la energía eléctrica consumida en el mundo es de origen hidroeléctrico. Este tipo de energía todavía presenta un campo muy amplio de desarrollo y crecimiento, sobre todo en países en vías de desarrollo como es El Salvador.

Fuente: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

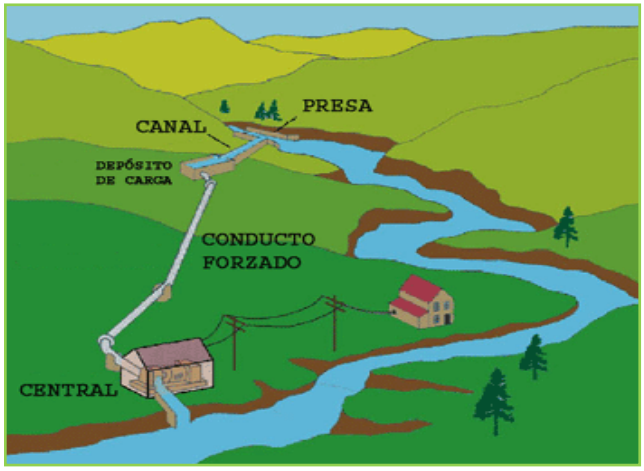


Figura 6 ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN HIDROELÉCTRICA

¿QUÉ ES UNA PCH?

Se denomina PCH a las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia, menores de 20 MW.

Se clasifican en:

- Centrales a filo de Agua
- Centrales de Regulación diaria

En general, estas centrales aprovechan la energía potencial que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como *salto geodésico*. El agua en su caída se convierte en energía cinética, el agua pasa por las turbinas a gran velocidad la cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

COMO FUNCIONAN LAS PCH

Un 71% de la tierra está cubierta por agua, indirectamente la energía hidráulica proviene del sol, a esto se le llama ciclo hidrológico natural.

Debido a los movimientos convectivos del agua marina, las moléculas sumergidas en la profundidad del mar ascienden hasta la superficie. La temperatura del agua aumenta progresivamente su energía, hasta que el contacto directo con los rayos solares permite que las moléculas del agua puedan **evaporarse.**

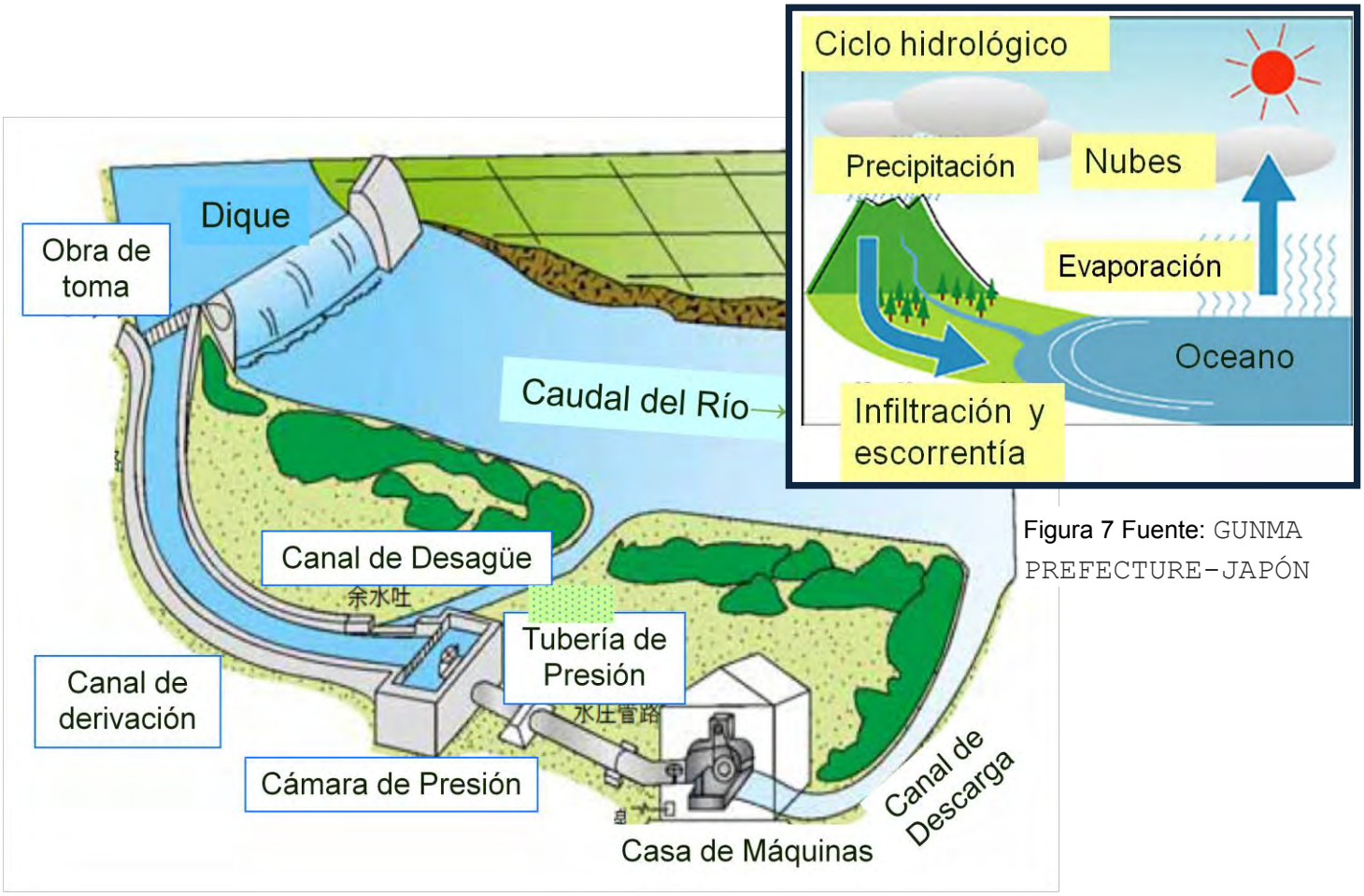


Figura 7 Fuente: GUNMA PREFECTURE-JAPÓN

El viento caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a diferentes puntos del planeta, para propiciar la **condensación** donde caen en formar de lluvia o nieve.

Nuevos descensos de temperatura por contacto con corrientes frías, multiplican la fusión de lluvia o nieve y provocan así la **precipitación**.

La evaporación depende principalmente de la provisión de energía que suministra el Sol y de la presión atmosférica, la temperatura y de las corrientes de aire, estas calientan la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos, provocando la evaporación del agua.

Las centrales y PCH transforman esa energía cinética en electricidad, aprovechando la diferencia de desnivel existente entre dos puntos. La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica, ésta activa el generador, que transforma en un segundo paso la energía mecánica en energía eléctrica.

PRINCIPIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

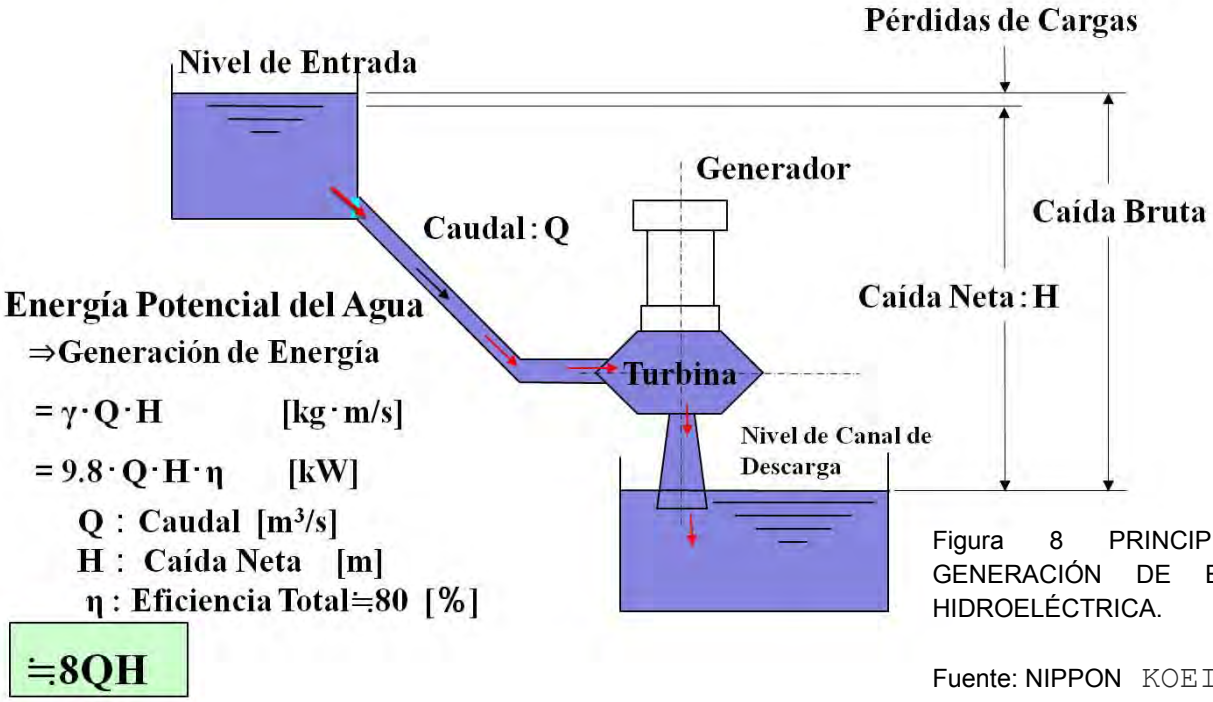


Figura 8 PRINCIPIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.

Fuente: NIPPON KOEI, JAPÓN

TIPOS DE PCH

CENTRALES A FILO DE AGUA

También denominadas centrales de agua fluyente o de pasada, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada.

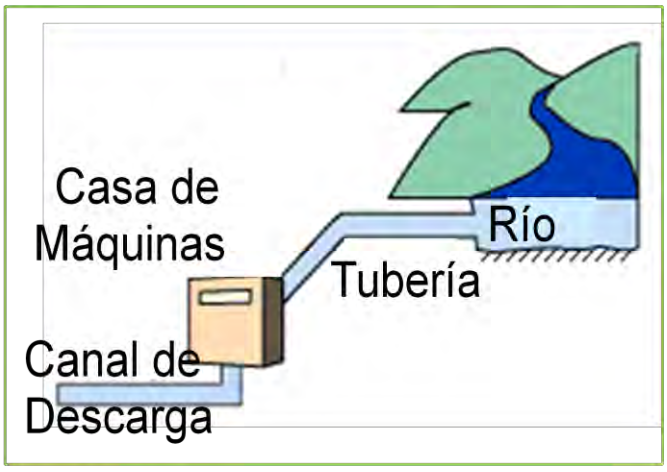


Figura 9 CENTRAL A FILO DE AGUA.

Fuente: HYDRO-VALLEY PLAN GUIDEBOOK, METI JAPAN/NEF, 2005

CENTRALES DE REGULACIÓN

Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para reservar agua. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes.

En este tipo de centrales hidroeléctricas se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales.

El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen embalsado depende la cantidad que puede pasar por las turbinas.

Las centrales con almacenamiento de reserva exigen por lo general una inversión de capital mayor, pero en la mayoría de los casos permiten usar toda la energía posible y producir kilovatios-hora más baratos ya que cuenta con un reservorio de agua disponible.

Figura 10 Fuente: HYDRO-VALLEY PLAN GUIDEBOOK, METI JAPAN/NEF, 2005

PARTES DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS

PRESA

En este caso el muro que retiene el agua tiene una altura considerable y provoca una elevación notoria del nivel del río mediante la creación de un embalse. En función del tamaño de éste se podrán regular las aportaciones. Hay varios tipos de presas, según la forma de resistir el empuje hidrostático. Algunas, como la presa de contrafuertes o la de bóveda, requieren mayor complejidad en su construcción y no suelen ser de aplicación en las PCH; Existen los siguientes tipos:

- Presa de gravedad Aquella que contrarresta el empuje del agua con su propio peso, por lo que se confía su estabilidad también en el esfuerzo del terreno sobre el que se asienta. Dentro de este tipo y según el material con el que esté hecha se distinguen en:

- Presa de gravedad de tierra o escollera. Suelen tener una gran base y poca altura. No utilizan hormigón y están constituidas normalmente por los materiales propios del terreno donde se asientan. Se emplean en centrales grandes y pequeñas.
- Presa de gravedad propiamente dicha. Se construye de hormigón y el terreno que la sujeta tiene que ser muy consistente.

- Presa en arco En este caso el esfuerzo del empuje del agua se transmite hacia las laderas del valle, de ahí que su forma implique cierta curvatura. La convexidad que forma la presa está vuelta hacia el embalse. Suelen situarse en valles angostos con laderas rocosas de buena calidad.

CANAL ABIERTO.

Es la conexión de la toma de agua y la cámara de carga, para transportar el flujo de agua derivado de la presa, Se considera un canal abierto a un conducto con una superficie libre, que siempre está a presión atmosférica.

TUBERÍA DE CONDUCCIÓN

Tiene como objeto conducir el agua desde la obra de toma que está situada al margen de la presa y llevar el agua hasta la cámara de carga y posteriormente conducirla hacia la tubería forzada, existen varios tipos de tuberías están las de Ribloc, tubería de fibra de vidrio e inclusive de PVC todo eso dependerá de la topografía del proyecto así como también del presupuesto que se disponga.

DESARENADOR

Los desarenadores son obras hidráulicas que sirven para separar (descantar) y remover (evacuar) después, el material sólido que lleva el agua de un canal.

El material sólido que se transporta ocasiona perjuicios a las obras:

- Una gran parte del material sólido va depositándose en el fondo de los canales disminuyendo su sección. Esto aumenta el costo anual de mantenimiento y produce molestas interrupciones en el servicio de canal.

- Si los canales sirven a plantas hidroeléctricas, la arena arrastrada por el agua pasa a las turbinas desgastándolas más rápidamente cuanto mayor es la velocidad. Esto significa una disminución del rendimiento y a veces exige reposiciones frecuentes y costosas.

TUBERÍA DE PRESIÓN

Es el tramo final de la conducción. Como su nombre lo específica, es la que Soporta las máximas presiones internas causadas por el agua. Cuentan con válvulas disipadoras de energía y de admisión para regular el flujo hacia las turbinas.

CASA DE MAQUINA

Es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de la PCH: turbinas, bancadas, generadores, alternadores, cuadros eléctricos, cuadros de control. Etc.
La ubicación de la casa de maquinas debe analizarse muy atentamente, considerando los estudios topográficos, geológicos y geotécnicos, y la accesibilidad al mismo; puede estar junto a la presa, o estar separado aguas abajo cuando hay posibilidad de aumentar la altura del salto, e incluso puede construirse bajo tierra. Esta última opción se realiza cuando las excavaciones van a ser más económicas, además de evitar el impacto visual que acompaña a este tipo de construcciones, o bien cuando la central se construye al mismo tiempo que la presa (en grandes presas).
Independientemente del lugar donde se ubique, el edificio contará con las conducciones necesarias para que el agua llegue hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles. Además, hay que realizar el desagüe hacia el canal de descarga.

El proyecto final de la casa de maquina va a depender del tipo de maquinaria que vaya a ser utilizado, que a su vez depende del caudal de equipamiento y del salto del aprovechamiento. Es muy importante que en el diseño de la PCH los costes económicos se minimicen al máximo, así como el impacto visual.

TURBINAS

Es el elemento que transforma la energía hidráulica en mecánica para accionar el generador. Las turbinas hidráulicas son de varios tipos, en general se tienen:

- **Turbinas Pelton.** Esta turbina se emplea en saltos elevados (Con saltos mayores a 200 Mts) que tienen poco caudal. Está formada por un rodete (disco circular)

móvil con álabes (cazoletas) de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina.

- **Turbinas Francis.** Esta turbina se adapta muy bien a todo tipo de saltos (Saltos menores de 200 Mts y mayores de 30 Mts) y grandes caudales. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que ésta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial.

- **Turbinas Kaplan.** Son variantes de la Hélice de la turbina con diferentes grados de regulación. Posee el rodete con palas ajustables que les proporciona la posibilidad de funcionar en un rango mayor de caudales. Incorpora un distribuidor regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un costo más elevado.

  Este tipo de turbinas se emplean generalmente para saltos pequeños (Menores de 30 Mts) y caudales variables o grandes.

- **Turbina de flujo cruzado (Cross flow).** También conocida como de doble impulsión, Ossberger o Banki-Michell. Está constituida por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina, y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales. Este tipo de turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, ya que se pueden instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande.

GENERADOR.

Es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

El generador, o alternador, está compuesto de dos partes fundamentales:

Rotor o inductor móvil. Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.
Estátor o inducido fijo. Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.

En centrales menores de 1000 KW la tensión de trabajo del generador es de 400 ó 660 voltios. Para potencias más elevadas la generación se produce en media tensión (4.16 KV, 13.2 KV, Y 22.9 KV).

El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono.

Síncrono. En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se da una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo. Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua.

Asíncrono. Debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, éstos han venido utilizándose como generadores eléctricos sobre todo en centrales de pequeña potencia. Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.

El generador toma la corriente de la red para la creación del campo magnético. También es necesaria la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada.

El uso de este tipo de generadores no precisa regulador de velocidad en la turbina. Para arrancar el grupo de generadores se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad superior a la de sincronismo y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.

TRANSFORMADOR.

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar el voltaje con el que genera la planta hidroeléctrica, ya que por lo general las PCH generan a bajo voltaje 0.69 KV o 4.16 KV para poder conectarse a la red de distribución (13.2 KV, 22.9 KV, 46 KV). El costo del transformador debe ser pagado por el proyecto y tiene que pasar por un proceso de interconexión con las distribuidoras de energía eléctrica de EL Salvador.

- **FÓRMULA PARA CALCULAR LA POTENCIA QUE GENERA UNA PCH.**

$$P = \gamma_T \gamma_G \gamma_{TR} \times H_B \times Q_{Diseño}$$

Donde:

γ_T = Eficiencia Turbina.

γ_G = Eficiencia Generado

γ_{TR} = Eficiencia Transformador.

HB = Caída Bruta.

Q = Caudal de diseño.

- **FÓRMULA PARA CALCULAR LA CANTIDAD DE ENERGÍA QUE GENERA UNA PCH.**

$$E = FP\ (8760 \times P_{KW})$$

Donde:

E = Energía Promedio Anual.

FP = Factor de planta en una Central Hidroeléctrica en el caso de las PCH generalmente se asume un FP de 0.5.

8760 = Número de horas que tiene 1 año.

P_{KW} = Potencia en Kilovatios

CAPÍTULO 2

PROCEDIMIENTO NECESARIO

PARA EL DESARROLLO DE PCH

RESUMEN DE LA LEY DE GENERAL DE ELECTRICIDAD

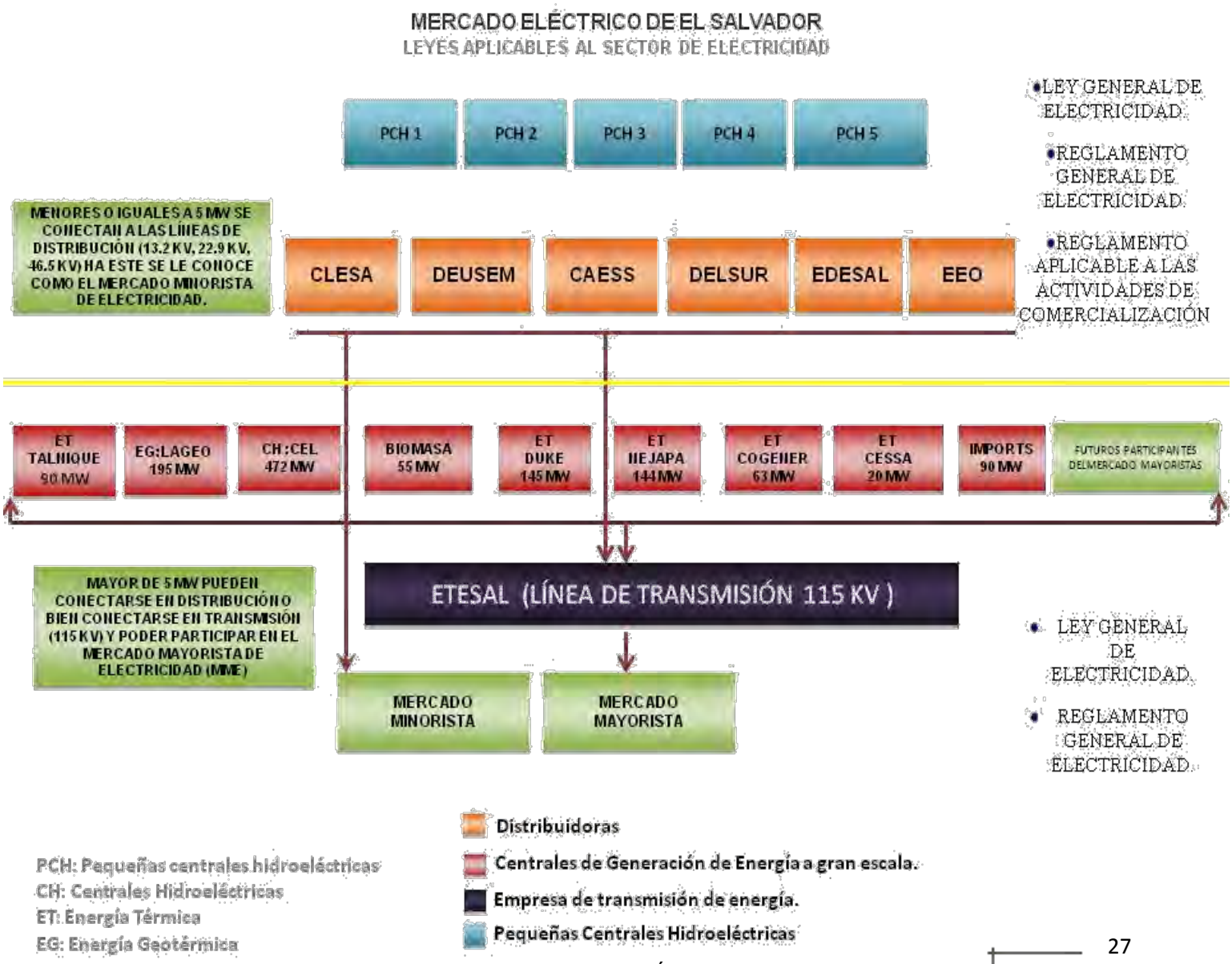


Figura 10 MERCADO ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

La Ley General de Electricidad

En El Salvador, la ley de la electricidad vigente a partir del año de 1996 es bastante particular, ya que proporciona un alto grado de libertad a los agentes participantes en el mercado de la misma.

A continuación se hacen mención de las leyes a seguir para desarrollar una PCH.

- **LEY GENERAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

  - ✓ Condiciones generales ¿Qué es el mercado y cómo funciona el mercado?
  - ✓ Régimen para desarrollar generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
  - ✓ Estudios de los recursos
  - ✓ Interconexión
  - ✓ Transacciones unitarias funcionamiento del sistema de transmisión
  - ✓ Operaciones del mercado mayorista
  - ✓ Transmisión y distribución de los contratos
  - ✓ Expansión de la transmisión
  - ✓ Y redes de distribución
  - ✓ Ventas de energía a los usuarios finales
  - ✓ Resolución de conflictos
  - ✓ Disposiciones transitorias
  - ✓ Disposiciones finales.

- **REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD** *

  - ✓ Disposiciones generales
  - ✓ Concesiones
  - ✓ El otorgamiento de concesiones
  - ✓ Terminación de las concesiones
  - ✓ Enmiendas a las concesiones
  - ✓ Interconexión
  - ✓ Transacciones unitarias
  - ✓ Transmisión y contratos de distribución
  - ✓ Ventas de energía a los usuarios finales
  - ✓ Resolución de conflictos
  - ✓ Transacciones internacionales
  - ✓ Sanciones
  - ✓ Disposiciones finales.

- **Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista** **

  - **Condiciones generales**
    - ✓ Participación en el mercado
  - **Manejo de la Información**
    - ✓ Responsabilidades
    - ✓ Características de la demanda y la información
    - ✓ Distribuidores y usuarios finales
    - ✓ Transmisores
    - ✓ Especial interconexiones
  - **Contratos de Mercado**
    - ✓ Características
    - ✓ Obligaciones y requisitos
    - ✓ De inyección y extracción bilateral transacciones
  - **Oportunidad de Ofertas**
    - ✓ Razonamiento de unidad forzada.
  - **Capacidad Firme**
    - ✓ Período crítico
    - ✓ Capacidad firme inicial para unidades no convencionales de generación

- ✓ Limitación de capacidad firme inicial
- ✓ Contratos de importación firme contratos de exportación firme
- ✓ Capacidad firme previsional

- **Operación de Programación**
  - ✓ Diario
  - ✓ Semanal
  - ✓ Anual
  - ✓ Pre envió (Costo marginal operación y precio de la energía)

- **Transacciones Internacionales.**
  - ✓ Contratos de exportación e importación
  - ✓ Redes de calidad y seguridad

- **Servicios Auxiliares**
  - ✓ Energía reactiva
  - ✓ Obligaciones para el generador de los participantes de un mercado
  - ✓ Responsabilidades de los participantes de un mercado transmisor
  - ✓ Verificación en el despacho de potencia pre reactiva
  - ✓ Residual de la reserva
  - ✓ Reserva para la regulación de frecuencia primaria
  - ✓ Reserva fría por confiabilidad
  - ✓ La capacidad de protocolo de pruebas

- **Operación en Tiempo Real**
  - ✓ Administración
  - ✓ Obligaciones
  - ✓ Sistema de precios de regulación del mercado
  - ✓ Despachos previo en el mercado nacional

- **Pérdida Transmisiones**
  - ✓ Mantenimiento de la coordinación

- **Las Transacciones Económicas**
  - ✓ Sistema de medición comercial
  - ✓ Estructura (SIMEC.. sistema de medición)
  - ✓ Auditoría energética
  - ✓ Tratamiento de información comercial

- **Diferencias de Administración**
  - ✓ Precio diferencial
  - ✓ Fondos para la gestión de acuerdo transitorio
  - ✓ Informes
  - ✓ Mantenimiento

- **Sistema Operativo de la Calidad y Seguridad**
  - ✓ Estudio del rendimiento mínimo
  - ✓ La protección del equipo
  - ✓ Fallo del interruptor
  - ✓ Combinaciones de energía desconexión
    - ✓ De baja frecuencia combinaciones de energía de desconexión
    - ✓ La combinación de energía de baja tensión

- **Parámetros de Funcionamiento**
  - ✓ Compensación de energía no servida en el mercado
  - ✓ Modificación de la capacidad conexión al sistema

- **Generadores Conectados a las Redes de Distribución**
  - ✓ Obligaciones
  - ✓ Las transacciones económicas
  - ✓ Servicios auxiliares y gastos en el sistema
  - ✓ Capacidad firme
  - ✓ Garantías

- ✓ Multas

- **Información Técnica del Sistema**
  - ✓ Estructura
  - ✓ Equipo
  - ✓ Comunicación canales con UT
  - ✓ Programación del despacho

- **Mercado de Sistemas de Administración**
  - ✓ Características generales
  - ✓ La representación de los participantes

- **Racionamiento**
  - ✓ Operación en tiempo real
  - ✓ Congestión

- **Sistema Regulatorio del Mercado Cálculo de Precios**
  - ✓ Operaciones de costo marginal
  - ✓ Sistema de cargos perdidos
  - ✓ Mercado de precios en condiciones normales
  - ✓ Mercado de precios y reserva perdida
  - ✓ Post Despacho

- **Normas de calidad y Seguridad Operacional**
  - ✓ Regulación de frecuencia
  - ✓ Regulación de voltaje
  - ✓ El contenido de armónicos
  - ✓ Fluctuaciones de voltaje
  - ✓ Equipos de protección

Resumen de la Ley del Medio Ambiente y Recursos Naturales

La Ley del Medio Ambiente establece que deberá asegurarse la sostenibilidad de los recursos naturales renovables (Ley del Medio Ambiente, Decreto No. 233, del 4 de mayo de 1998). Las siguientes leyes son aplicables y deberán ser cumplirse en la realización de una PCH:

- EVALUACIÓN AMBIENTAL
- EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA
- EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL
- COMPETENCIA DEL PERMISO AMBIENTAL
- ALCANCES DE LOS PERMISOS AMBIENTALES
- ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS QUE REQUERIRÁN DE UN ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
- ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
- EVALUACIÓN Y APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL
- CONSULTA PÚBLICA DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL
- RECURSOS
- AUDITORIAS DE EVALUACIÓN.

- **Obtención del permiso Ambiental** [Art.20]

- **Permiso ambiental Definición legal:** Instrumento de diagnóstico, evaluación, planificación y control. Constituido por un conjunto de actividades técnicas y científicas realizadas por un equipo multidisciplinario, destinadas a la identificación, predicción y control de los impactos ambientales, positivos y negativos, de una actividad, obra o proyecto, durante todo su ciclo vital, y sus alternativas, presentado en un informe técnico; y realizado según los criterios establecidos legalmente.

- **Gestión del permiso:** Se tramita en el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN); Atreves de la Dirección de Gestión Ambiental (DGA).

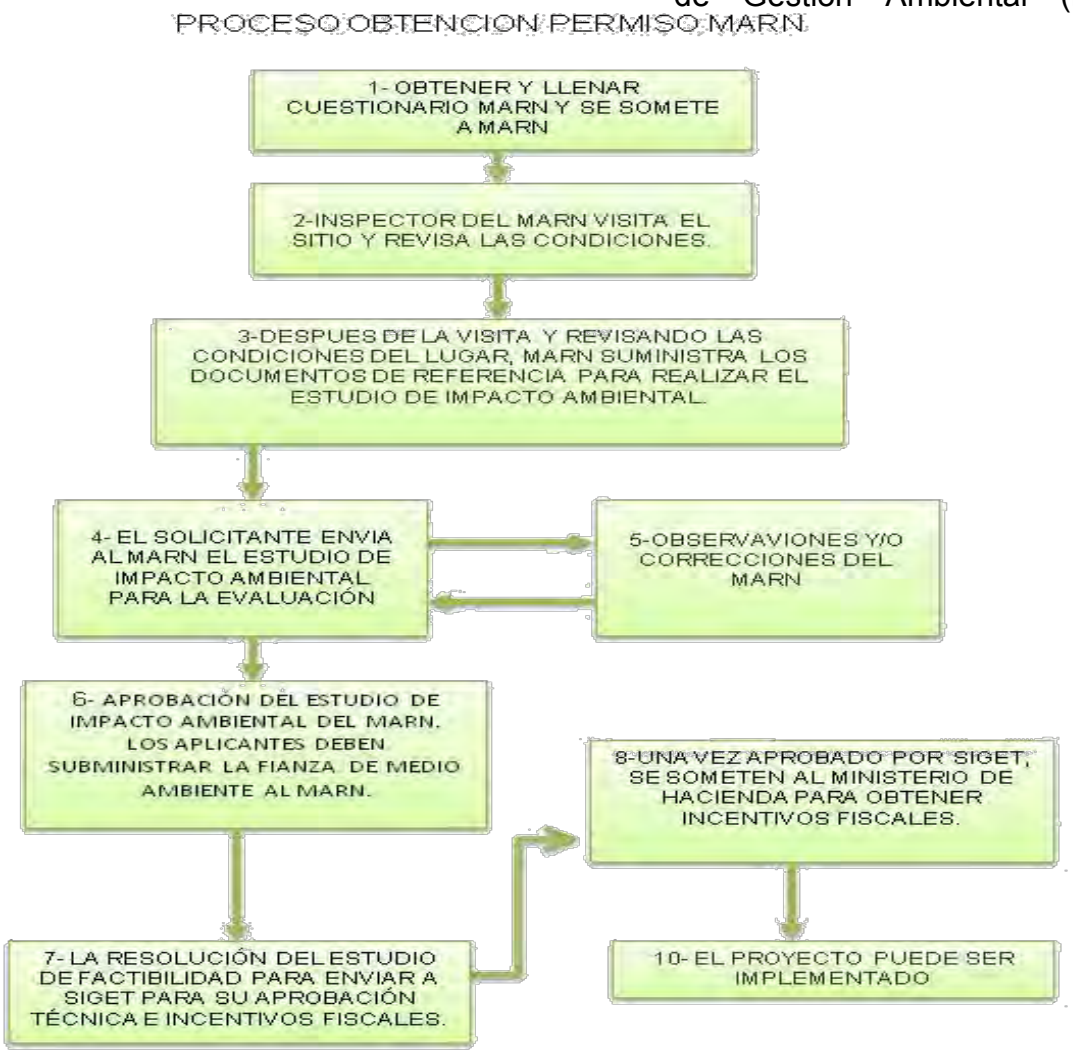


Figura 11 PROCESO OBTENCION PERMISO MARN

- La ley general de electricidad establece que la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos requerirán de concesión otorgada por SIGET de conformidad a las disposiciones de la referida Ley.

- Y establece que dichas concesiones deberán otorgarse previo al establecimiento de competencia por medio de licitación.

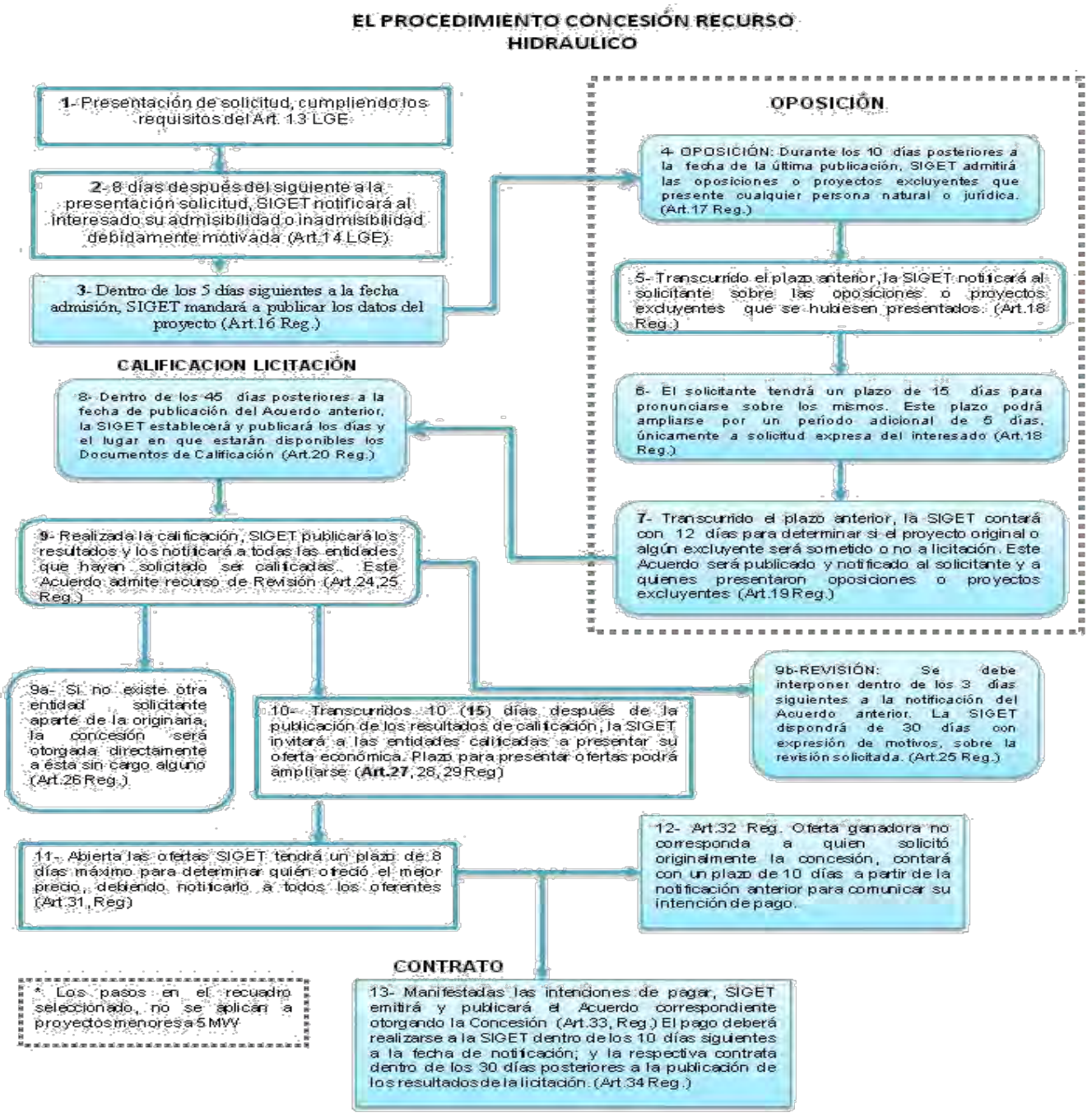


Figura 12 EL PROCESO DE CONCESIÓN RECURSO HIDRÁULICO

Resumen de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad

Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, Decreto Legislativo 462-2007, D.O 238, Tomo 377, Publicación 2007.

La Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables otorga una exención durante los primeros 10 años en el pago de aranceles a la importación de maquinarias y equipos necesarias para el desarrollo de estos proyectos de generación eléctrica, más una exención del pago al impuesto a la renta por un periodo de 5 o 10 años dependiendo del tamaño del proyecto, que beneficia a unidades de hasta 20 MW, así como una exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares.

Resumen de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad.

- DISPOSICIONES GENERALES
- DE LAS COMPETENCIAS
- DE LAS OBLIGACIONES DE LOS SUJETOS BENEFICIARIOS
- DE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES
- PROCEDIMIENTOS, RECURSOS Y VIGENCIA

Fuente: LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. El Salvador 2007

Procedimiento para obtener créditos de mecanismos de desarrollo limpio (MDL)

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El efecto invernadero es un fenómeno natural causado por gases presentes en la atmósfera que retienen el calor del sol en la tierra, proporcionando la temperatura adecuada para la vida en el planeta.

A estos gases se les llama gases de efecto invernadero (GEI). Los GEI se producen de dos formas: a) de manera natural y b) a partir de las actividades humanas: quema de combustibles fósiles para generación eléctrica y transporte; agricultura;

generación de desechos sólidos y líquidos; actividades industriales, etc.

El calentamiento global está sucediendo debido a las alteraciones del fenómeno del efecto invernadero por la actividad humana, la cual incrementa la cantidad de GEI retenidos en la atmósfera, ocasionando un incremento en la temperatura en la tierra a largo plazo. El Protocolo de Kyoto (PK) es un acuerdo internacional que entró en vigor en el año 2005, que tiene por objetivo reducir las emisiones de GEI en un 5,2% con respecto a los niveles de 1990 entre el periodo 2008-2012 por parte de los denominados países del Anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas de Cambio Climático (CMNUCC) que firmaron los países industrializados (excepto los EE.UU) y los países en transición a una economía de mercado. Las reducciones de emisiones se pueden lograr a través de los 3 mecanismos establecidos en el protocolo: el Comercio de Derechos de Emisiones, la Implementación Conjunta y el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

- **El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establece sus propósitos en:**

1. Asistir a los países en vías de desarrollo a alcanzar el desarrollo sostenible;
2. Asistir a los países industrializados que ha asumido limitaciones al crecimiento de sus emisiones en lograr el cumplimiento de sus compromisos de limitación y reducción de emisiones de una manera costo efectiva.
El MDL promueve la ejecución de proyectos en los países en desarrollo mediante una actividad de proyecto y una tecnología existente que hacen posible la reducción de emisiones de GEI. Esas reducciones tienen el nombre de Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) y una vez esos certificados demuestran que sus reducciones de emisiones son reales, permanentes y verificables pueden ser comercializados en distintos mercados de carbono.

Los países industrializados o diversos actores en ellos compran dichos certificados a los desarrolladores de las actividades de proyecto en los países en desarrollo con el fin de cumplir con sus obligaciones de reducciones de emisiones. La venta de los CER a través de los mercados de carbono generan ingresos que son aprovechados por los desarrolladores de proyectos, para obtener flujos de ingresos adicionales a los generados por la venta de servicios energéticos como es la venta de energía eléctrica a la red eléctrica de un país
.
EL denominado mercado de carbono se deriva de los esfuerzos de los acuerdos internacionales y generalmente se clasifican como mercados de transacciones y mercados de proyectos. El enfoque de estos mercados derivados del MDL se basa en proyectos y responde a una filosofía de que las reducciones de emisiones ofrecidas son costo efectivas en el esfuerzo global contra el cambio climático El MDL es un mecanismo centrado en proyectos de reducción y captura de carbono y a la fecha existen más de 1.500 proyectos a nivel internacional que ya se encuentran inscritos en este mecanismo, para un volumen financiero intercambiado de

cerca de US$ 26 billones durante el último año.

La comunidad de desarrolladores de proyectos debe estar atenta al curso de estas negociaciones para así determinar los nuevos espacios de participación de proyectos en nuevos esquemas de mercado, o en la continuación de los actuales. Aún cuando la región centroamericana no es una de las participantes más grandes de estos mercados (en térmicos de número de proyectos o volúmenes de carbono reducido), un número importante de más de 40 proyectos (de los cuales 5 son proyectos salvadoreños) ya están inscritos y derivando beneficios de estos mercados, generando nuevos valores agregados a sus promotores y contribuyendo al desarrollo sostenible de los países.

- **Según la forma de evitar la emisión de GEI, los proyectos MDL pueden ser de dos tipos:**

1. Proyectos de captura o absorción de CO2 de la atmósfera (reforestación y forestación); **2.** Proyectos de reducciones de emisiones que en el contexto del MDL incluyen generación eléctrica renovable, industria energética (mejoramiento de la eficiencia en generación, transmisión y distribución), reducciones de emisiones por manejo de residuos sólidos, efluentes orgánicos de la industria, etc.

- **El lector puede encontrar información adicional sobre el MDL y sus oportunidades así como modalidades y procedimientos en:**

➡➡ ***Sitio web oficial del MDL:***
http://cdm.unfccc.int (para información sobre modalidades y procedimientos internacionales, situación de proyectos, metodologías así como documentaciones oficiales, en inglés, actualizado constantemente).
➡➡***CCAD***
http://www.sica.int/busqueda/Centro%20de%20Documentación.aspx?IDItem=3606&IdCat=32&dEnt=117&Idm=1&IdmStyle=1 (presenta una guía de financiamiento de carbono para Centro América, 2007).

- **Proceso de Aprobación Nacional MDL en El Salvador**

El proceso de aprobación nacional MDL tiene como principal objetivo la obtención de la carta de aval nacional. La carta de aval nacional hace constar la participación voluntaria del país y la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país; y es diferente de otros permisos ambientales u otros permisos requeridos por otras normativas nacionales aplicables al desarrollo de un proyecto en ese país.

En el caso de El Salvador, el MARN es la institución encargada de la tramitación de la Carta de Aprobación Nacional al MDL. Para cualquier consulta sobre este procedimiento de tramitación el interesado debe contactar a:

Punto Focal MDL.
Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)
Kilómetro 5½ Carretera a Santa Tecla, Calle Colonia Las Mercedes, Edificio MARN (anexo al edificio ISTA) No. 2,
San Salvador, El Salvador

Tel. (503) 2267-9447, Fax: (503) 2267-9326

Los procedimientos establecidos en El Salvador están descritos en el documento denominado:

"Lineamientos, Criterios y Procedimientos para la Aprobación Nacional sobre la Contribución al Desarrollo Sostenible de proyectos de Reducciones de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio"

Dicho documento está disponible en: **http://www.marn.gob.sv/uploaded/content/category/368328704.df**

- **Gestión de la Carta de Aprobación Nacional MDL en El Salvador**

Los proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que soliciten la aprobación de la Autoridad Nacional Designada del MDL en El Salvador, deberán cumplir con los siguientes requisitos y criterios de desarrollo sostenible:

1. El proyecto deberá contar con el permiso ambiental del MARN;
2. El Documento de Proyecto, deberá estar redactada en el formato estándar publicado en el sitio web de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático: **http://cdm.unfccc.int/Reference/Documnts**; en el caso de proyectos a pequeña escala se deberá utilizar el formato de PDD simplificado, el cual está disponible en el mismo sitio web;
3. Se deberá presentar un resumen sobre la contribución del proyecto al desarrollo sostenible;
4. Se deberá presentar una traducción al español del PDD.

Un proyecto que quiera participar en el MDL, previo a solicitar el registro ante la Junta Ejecutiva del MDL, deberá obtener de parte de la Autoridad Nacional Designada del MDL en El Salvador (MARN), la confirmación que el proyecto contribuye al desarrollo sostenible y la participación voluntaria de las Partes en el MDL, para lo cual se ha establecido el siguiente procedimiento:

1. Se solicita al titular del proyecto los siguiente documentos: I) copia del permiso ambiental del MARN para la ejecución del proyecto, II) el documento de proyecto (PDD) en ingles en el formato estándar establecido y III) resumen ejecutivo en español de la descripción del proyecto y su contribución al desarrollo sostenible.
2. El Punto Focal del MDL verifica que el titular del proyecto haya presentado toda la documentación arriba mencionada.
3. El Punto Focal del MDL analiza la información en base a los criterios de desarrollo sostenible y si es necesario solicita la opinión de otras instancias.
4. El Punto Focal del MDL evalúa el proyecto y elabora un Dictamen Técnico Favorable o No Favorable, donde se confirma o no que el proyecto contribuye al desarrollo sostenible.

5. En el caso de un dictamen técnico favorable, se le solicitará

al Señor Ministro de Medio Ambiente, la firma de la carta de aprobación nacional. La anterior lista permite al desarrollador del proyecto enmarcar la declaración de contribución al desarrollo sostenible que debe adjuntar en su solicitud al MARN. El tiempo máximo estipulado para realizar el proceso de evaluación y emisión de la carta de aprobación nacional es de 45 días hábiles, desde el momento en que el titular del proyecto cumpla con todos los requisitos establecidos.

6. El último paso es la emisión de la carta de aprobación del proyecto firmada por el Señor Ministro, donde se ratifica la contribución del proyecto al desarrollo sostenible y la participación voluntaria de las Partes en el MDL. (Se anexa formato de carta de aprobación nacional en español e ingles). En caso negativo, se le informará al titular del proyecto la resolución técnica no favorable, adjuntando el informe de evaluación.

Fuente: **Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en El Salvador (BCIE) Banco Centroamericano de Integración Económica**

RESUMEN DE PROCESO MARN E INTERCONEXION PARA UNA PCH

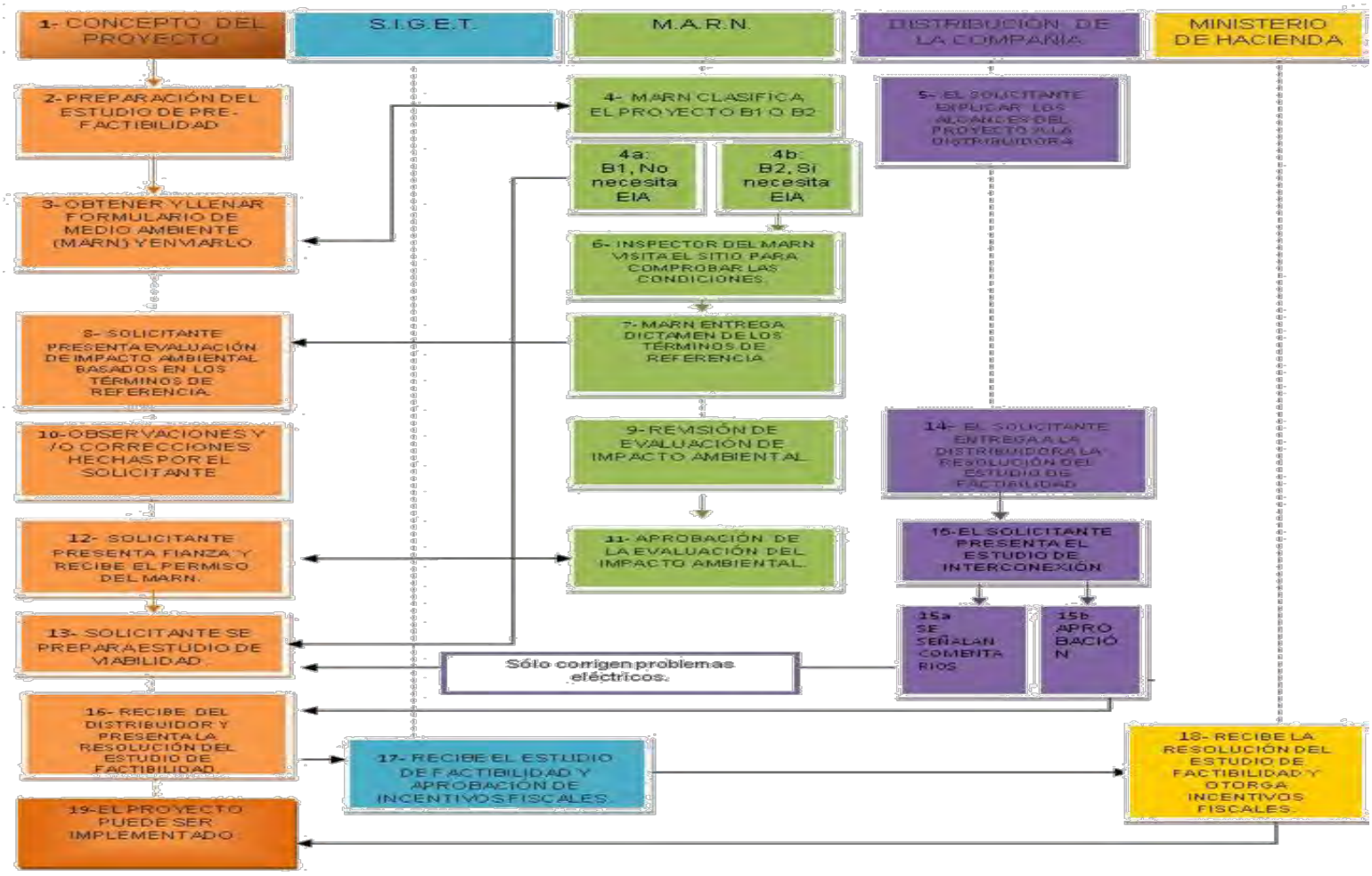


Figura 13 RESUMEN DE PROCESO MARN E INTERCONEXION PARA UNA PCH

CAPÍTULO 3

Puntos claves para la formulación de un plan y evaluación del proyecto de PCH (Estudio de Reconocimiento)

Un estudio en la etapa inicial es llamado estudio de reconocimiento o estudio preliminar. El término “estudio de reconocimiento” se utiliza en estos Lineamientos para referirse al del “Manual de Estándares y Criterios para Planificar Proyectos de Recursos Hídricos: Naciones Unidas 1964"

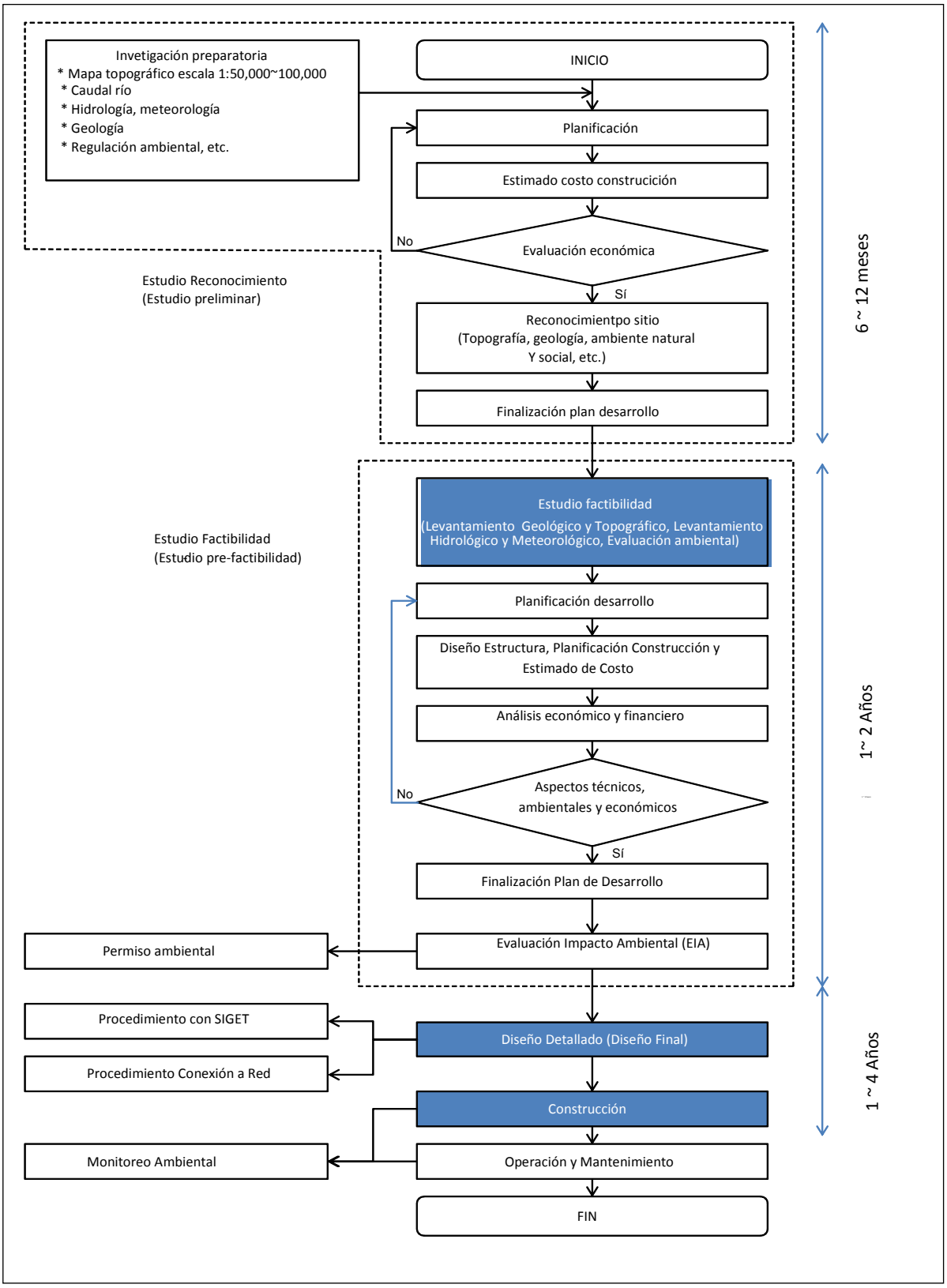
Flujo de Trabajo del Desarrollo del Proyecto de PCH

Está clasificado en general: estudio de reconocimiento y estudio de factibilidad. El estudio de reconocimiento es la etapa inicial en la cual se utilizan mapas topográficos con una escala de 1:50,000. El estudio de factibilidad es la etapa final del estudio para determinar la realización del proyecto.

Para el progreso de la investigación y el estudio, el método general es mejorar la calidad del trabajo gradualmente mientras se considera la eficiencia laboral y la eficiencia de costos.

Mapas fácilmente accesibles con una escala de 1:50,000 e información existente sobre escorrentía se utilizan en la etapa del estudio de reconocimiento para hacer planos de varias ubicaciones. De conformidad con esto, se hace un estudio geológico con perforaciones, etc. y una medición de caudal de ríos en el sitio de la toma. El estudio de factibilidad se lleva a cabo basado en los resultados de estas investigaciones.

Para preparar los planos de desarrollo se requieren varios pasos, en general son una serie de actividades que están descritos a continuación



:

Figura 14 SECUENCIA DEL ESTUDIO Y CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO

ESTUDIO DEL PERFIL DEL RÍO

Las plantas hidroeléctricas generan electricidad utilizando la diferencia en elevación de un río. La pendiente del río se estudia en mapas topográficos a modo que las características topográficas puedan ser utilizadas más efectivamente.

SELECCIÓN DE LA RUTA DE TUBERÍA DE CONDUCCIÓN.

Ruta

Los proyectos hidroeléctricos son ventajosos cuando se obtiene una caída grande con una tubería de conducción. Una obra de toma se construye generalmente río arriba, donde el río cambia de manso a una pendiente acentuada y la casa de máquinas se construye donde el río cambia de una pendiente acentuada a una suave.

La potencia de salida y la generación de energía son determinadas por el producto del caudal disponible del río y la caída.

El costo de construcción se determina principalmente por la longitud y el número y tamaño de obra de toma. El caudal del río se determina por el área de captación en el sitio de la toma.

La ruta óptima se determina haciendo una comparación económica. Las ubicaciones de la obra de toma, casa de máquinas y otras instalaciones se deciden tomando en consideración la calle de acceso y otros factores que permitan un fácil mantenimiento y administración, tanto durante la construcción como después de finalizada.

Tabla 3 CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE CONDUCCIÓN

Ruta	Área de captación	Caudal del río	Caída	Longitud canal
A	Pequeña	Pequeña	Grande	Grande
B	Mediana	Mediana	Mediana	Mediana
C	Grande	Grande	Pequeña	Pequeña

ESTRUCTURA DE CONDUCCIÓN O CANAL ABIERTO.

La estructura del canal se clasifica como tubería de conducción o un canal abierto. Según mostrado en la Figura 15, la ruta de la tubería de conducción está alineada en la misma curva de nivel que el nivel de agua de toma cuando el tipo de canal abierto es seleccionado. Se selecciona ya sea el canal abierto o la tubería de conducción dependiendo de la topografía, geología y el costo de construcción.

El costo de construcción del canal abierto es significativamente menor que una tubería de conducción de la misma longitud.

Sin embargo, un canal abierto no es apropiado en ubicaciones donde la topografía es pronunciada y la geología es desfavorable. Una sección transversal mínima de aproximadamente 1.8m de alto y ancho es requerida para la excavación del túnel y la capacidad de descarga es de 3 a 4 m^3/s a una pendiente de 1:1,000. Si la descarga máxima de la planta es menor que este valor, una tubería de conducción sería demasiada cara y un canal abierto es más económico.

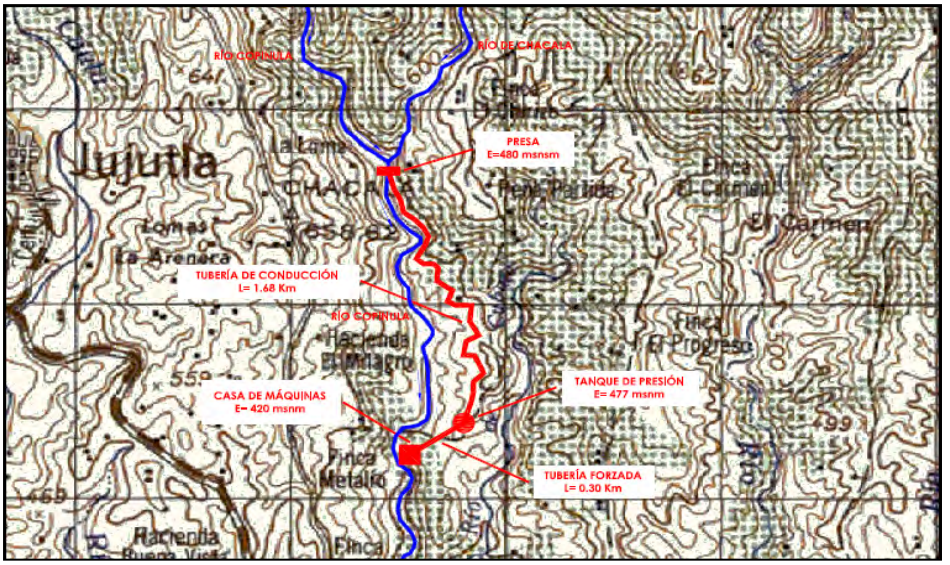


Figura 15 ESQUEMA GENERAL DE UNA PCH

MEDICIÓN DEL ÁREA DE CAPTACIÓN

Después que la ubicación de la obra de toma ha sido determinada, se debe confirmar la cuenca en el mapa topográfico y medir el área de captación con un planímetro. El área de captación también es llamada área de drenaje y es expresada en unidades de km^2

CAÍDA BRUTA, PÉRDIDA DE CAÍDA Y CAÍDA EFECTIVA

Caída bruta

La caída bruta es la diferencia en elevación entre el nivel del agua en la toma u obra de toma y el nivel de agua del río en la casa de máquinas o sitio del canal de descarga. El primer nivel de agua es llamado nivel de agua de entrada y el último nivel de agua es llamado nivel de agua de descarga. La caída bruta (Hg) se calcula como sigue.

Hg= IWL-TWL

IWL=Nivel de inicial

TWL= Nivel de salida de agua

En estos Lineamientos, el concepto de nivel normal de agua de toma, el nivel normal de agua de descarga y la caída efectiva son empleados y definidos a fin de establecer la potencia máxima.

Caída Neta

La pérdida de caída (Hl) es la pérdida cuando el agua fluye a través de un sistema hidroeléctrico. La caída efectiva (He) es la caída que funciona efectivamente para la turbina, y es expresada como sigue:

He = Ne – Ns – Hl

Ne= Nivel de entrada

Ns= Nivel de salida

Hl= Perdidas

ESTUDIO HIDROLÓGICO

Información sobre escorrentía

En El Salvador, la información sobre medición de caudal de ríos es obtenida por SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales).

Si el caudal del río no es registrado en el sitio del proyecto o cerca de éste, es necesario preparar información sobre escorrentía del sitio del proyecto utilizando la información disponible, incluyendo información sobre escorrentía de ríos adyacentes. Es necesario utilizar la información sobre escorrentía del período más largo posible para la planificación de energía hidroeléctrica de 25 a 40 años sería lo más conveniente.

CÁLCULO DEL CAUDAL DEL RÍO EN EL SITIO DE LA TOMA

El caudal del río en el sitio de la toma se obtiene por la relación del área de captación aplicando la información sobre escorrentía de la información sobre escorrentía registrada.

Figura: 16 MUESTRA REGIONES HIDROLÓGICAMENTE HOMOGÉNEAS PARA DETERMINACIÓN DE CAUDALES EN EL SALVADOR. MÉTODO ÁREA-PRECIPITACIÓN-CAUDAL.

El cálculo de la escorrentía se hace por medio de la siguiente ecuación:

Q(d) = Q(g) X CA(d)/CA(g)

En donde,

Q (d) : Caudal diario o mensual en el sitio de la toma (m^3/s)

Q (g) : Caudal diario o mensual en la estación de medición (m^3/s)

CA(d) : Área de captación en el sitio de la toma (km^2)

CA(g) : Área de captación en la estación de medición (km^2)

(Nota) CA(d) /CA(g) : Relación del área de captación

En la aplicación de la ecuación anterior, las condiciones de escorrentía tales como la meteorología (precipitación), suelo, vegetación, uso de la tierra, topografía en la estación de medición y el sitio propuesto de la toma deben ser similares. Es deseable que la estación de medición esté ubicada cerca de la obra de toma.

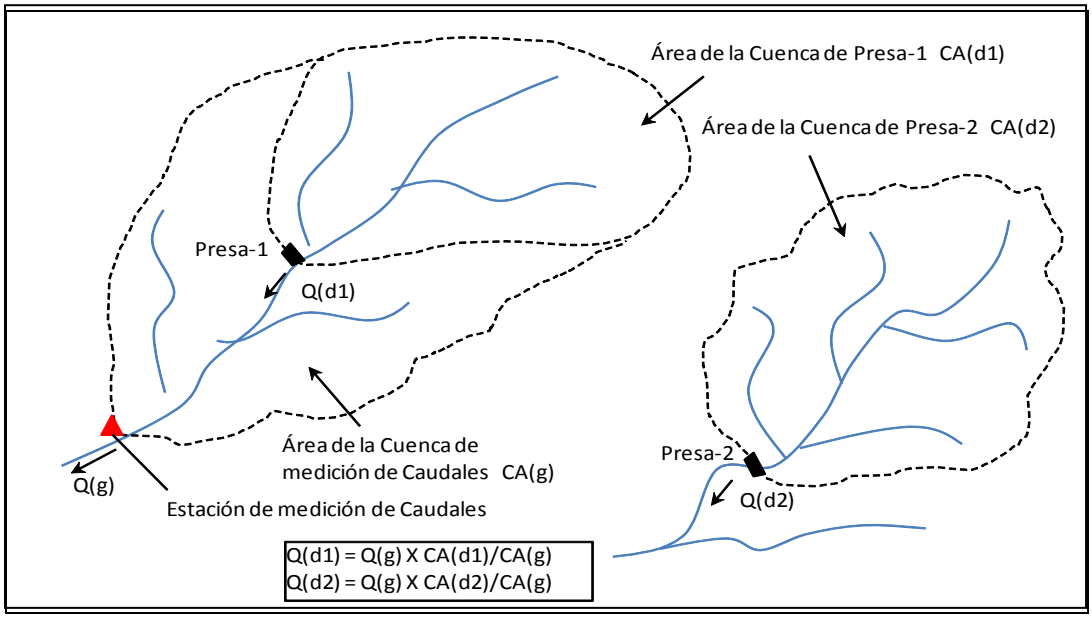


Figura 17 CÁLCULO DEL CAUDAL EN EL SITIO DE TOMA

Otra información hidrológica y meteorológica

Normalmente, la precipitación es observada aún cuando la escorrentía no es la registrada. Si el período de información de escorrentía registrado es demasiado corto e inadecuado para el estudio de reconocimiento, la información sobre la precipitación es la que se utilizada para preparar la información de largo plazo sobre dicha escorrentía.

PREPARACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL

La curva de duración de caudal se utiliza en la planificación de desarrollos de tipo central de paso y con almacenamiento, utilizando la información sobre escorrentía diaria en todo el período de escorrentía registrada.

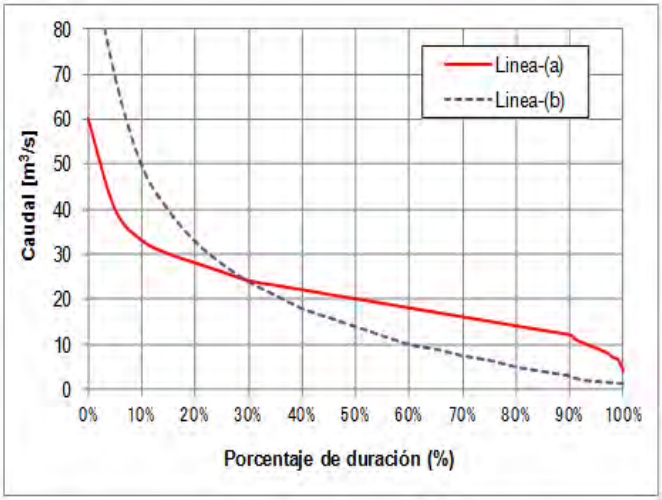


Figura 18 TIPO DESEABLE DE CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Si una estación de medición de caudal de río no está instalada cercana a la ubicación del proyecto sino en otras cuencas, la información sobre escorrentía puede ser preparada a partir de la información sobre las otras cuencas tomando en consideración la precipitación en ambas cuencas. Si no hay información disponible sobre escorrentía en la cuenca cercana, la información sobre escorrentía debe ser producida a partir de la información sobre precipitación.

La curva de duración de caudal se prepara condensando el período completo de registro de escorrentía en un año y es utilizado para la planificación en estos Lineamientos para una fácil comprensión del proceso de estudio.

Cuando el período registrado es de 40 años, por ejemplo, el caudal de la curva de duración de caudal es condensado en un factor de diez para preparar una curva de duración de caudal para 365 días.

Es deseable que haya un caudal estable de agua durante todo el año y un caudal rico de agua durante la estación seca para la planificación de pequeñas centrales hidroeléctricas de paso sin reservorio. Por lo tanto, tal como indicado en la Línea-(a) en la Figura 18 es adecuado para pequeñas centrales hidroeléctricas.

CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL DE UNA DESCARGA ESPECÍFICA POR DEPARTAMENTO

En el estudio de un desarrollo de pequeña central hidroeléctrica, en la mayoría de casos no hay una estación de medición instalada en el área cercana. La curva de duración de caudal sin dimensión por departamento

en las estaciones de observación de descarga por SNET (Figura 19 y Tabla 4) será útil pero no muy precisa, ya que en términos generales podría dar una sobre estimación de caudales en la ubicación propuesta de la toma para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas.

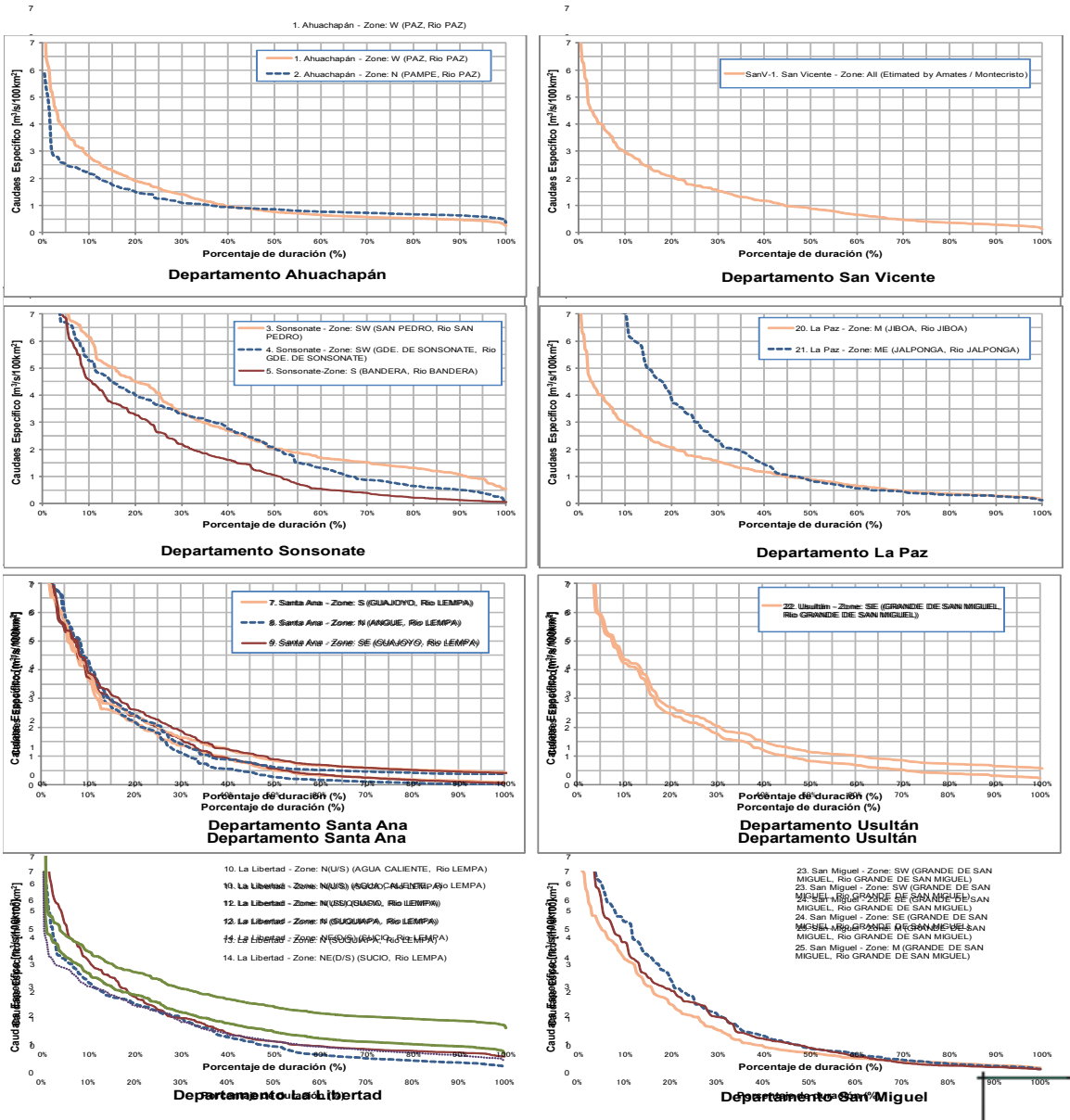
Para la estimación del caudal de diseño para PCH planificada, si se conoce el área de captación [km^2] en la ubicación propuesta de toma, es posible calcular la descarga [m^3/s] fácilmente utilizando la descarga específica de duración de caudal [$m^3/s/km^2$] en cada zona (a nivel de departamento) a partir de la Figura 19 y la fórmula siguiente:

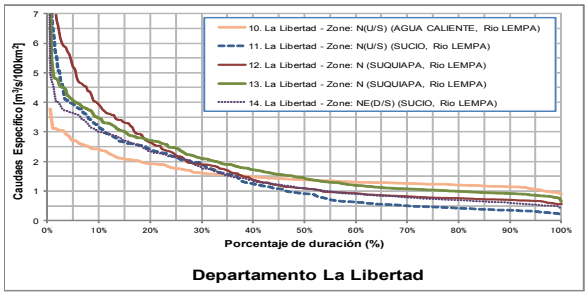
$$Q = A * Qsp$$

Q : Descarga en la ubicación propuesta de la toma [m^3/s]

A : Área de captación en la ubicación propuesta de la toma [km^2]

Qsp : Descarga específica en la zona planificada (Departamento [$m^3/s/100km^2$]





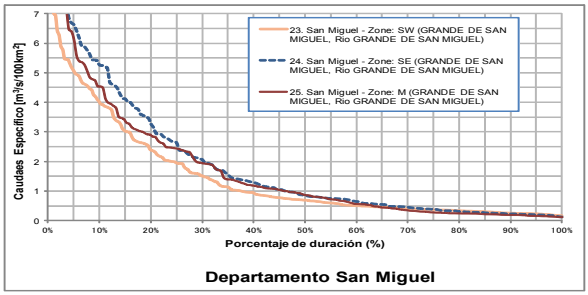
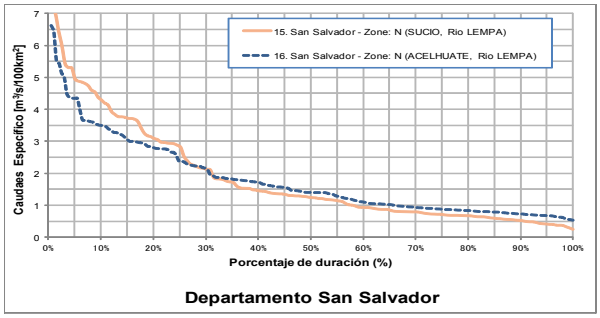
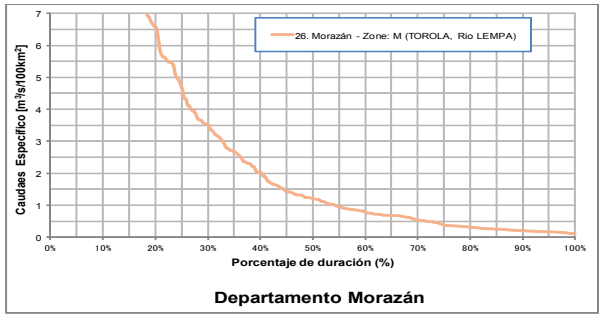
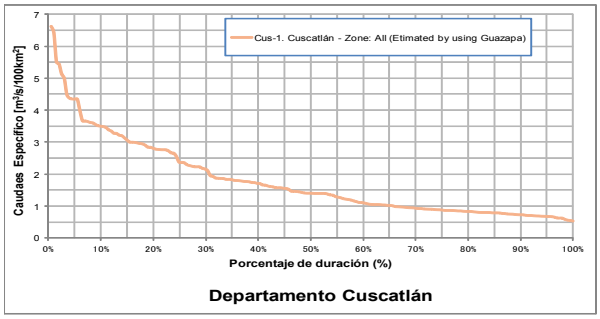


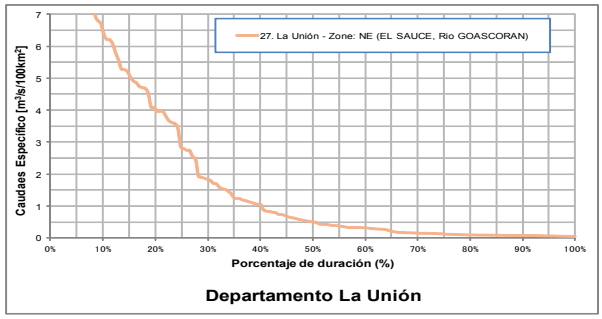
Figura 19 CURVA SIN DIMENSIÓN DE DURACIÓN DE CAUDAL POR DEPARTAMENTO (1/2)

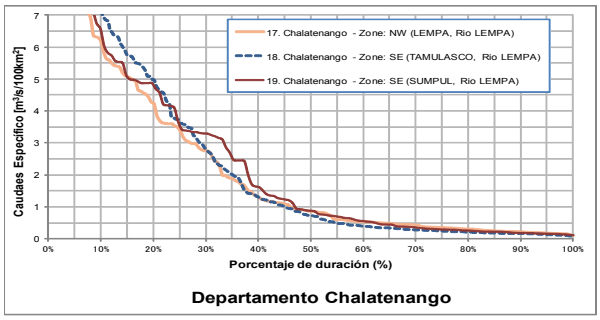
Fuente: SNET (PREPARADA POR EL EQUIPO DE ESTUDIO DE JICA











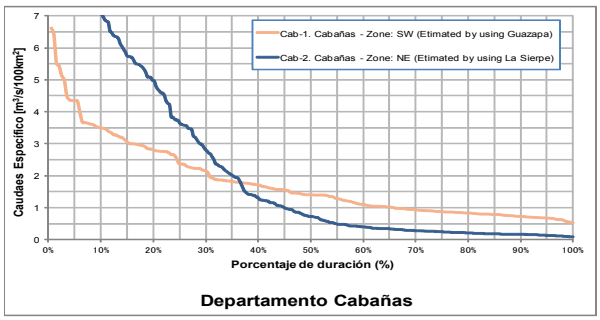


Figura 19 CURVA SIN DIMENSIÓN DE DURACIÓN DE CAUDAL POR DEPARTAMENTO (2/2)

Fuente: SNET (PREPARADA POR EL EQUIPO DE ESTUDIO DE JICA)

Tabla 4 DURACIÓN ESPECÍFICA DE CAUDAL POR DEPARTAMENTO

DESCARGA ESPECÍFICA PROMEDIO [$M^3/S/100\ KM^2$] POR DURACIÓN DE PORCENTAJE DE D IAS EXCEDIDOS POR CADA DEPARTAMENTO

Promedio Específico de Decargas[$m^3/s/100km^2$] y Duración de Porcentaje de Días por Departamento

No.	No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Department	Departmento	Ahuachapán	Ahuachapán	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Santa Ana	Santa Ana	Santa Ana	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	San Salvador	San Salvador
Zone	Zona	W	N	SW	SW	S	M	S	N	SE	N(U/S)	N(U/S)	N	N	NE(D/S)	N	N
Basin	Cuenca	PAZ	PAZ	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONAT	BANDERA	BANDERA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA
River	Río	PAZ	PAMPE	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONAT	BANDERA	CENIZA	GUAJOYO	ANGUE	GUAJOYO	AGUA CALIENTE	SUCIO	SUQUIAPA	SUQUIAPA	SUCIO	SUCIO	ACELHUATE
Station	Estación	LA HACHADURA	SAN LORENZO	LA ATALAYA	SENSUNAPAN	SANTA BEATRIZ	CONACASTE HERRADO	SINGUIL	LOS PUENTES	SAN FRANCISCO	SAN ANDRES / E.N.A.	SAN ANDRES	LAS PAVAS	TACACHICO	EL JOCOTE	DESEMBOCADURA	GUAZAPA
Latitude	Latitud	13°51'34.3"	14°02´	13°37´	13°36´	13°36´	13°40´	14°07´	14°20´	14°02´	13°49´	13°48´	14°02´	13°59´	13°55'	14°02´	13°53´
Longitude	Longitud	90°05'17.1"	89°47"	89°50´	89°50´	89°44´	89°44´	89°36´	89°33´	89°30'	89°24´	89°24'	89°18´	89°20´	89°18'	89°16´	89°12´
El. [m]	Elevación	30.16	507.53	3.20	1.77	24.03	148.87	615.37	427.21	393.88	445.02	440.85	264.57	288.24	321.70	245.06	320.84
C.A. [km^2]	Área de drenaje	1,991.0	351.2	102.2	219.0	422.0	167.7	114.5	587.4	199.7	112.6	379.2	435.0	308.0	724.0	843.0	366.0
Obs.Period	Periodo de Observación	Abr.62-Oct.85, Jun.93-	Feb.60-Feb.85	Sep.68-Jun.88, Feb.90-	Jun.59-Oct.82	Jul.60-Jun.87	Feb.70-Sep.80, Ene.90-Oct.98	Jun.69-Oct.85	May.59-Nov.85	Abr.61-Nov.86	Ago.65-Ago.91 Dic.81-	Abr.59 -	Oct.68-Sep.82, Mar.90-	Nov.60-Jul.87	Feb.67-Abr.87	Abr.60-Ago.74	67-68, 74-84
Duration/ Duración [%]	Days of Year Días	Descarga especifica [$m^3/s/100km^2$]															
5%	18	3.750	2.548	7.221	6.708	6.872	4.609	5.790	6.027	5.533	2.718	3.966	5.402	4.104	3.649	5.302	4.344
10%	37	2.819	2.178	6.155	5.315	4.600	3.667	3.764	4.270	3.766	2.371	3.201	3.979	3.474	3.006	4.377	3.503
15%	55	2.294	1.765	5.039	4.493	3.725	3.381	2.594	2.785	2.954	2.034	2.661	3.333	3.029	2.728	3.760	3.074
20%	73	1.906	1.538	4.511	4.009	3.270	2.856	2.201	2.215	2.399	1.865	2.402	2.651	2.721	2.355	3.149	2.814
25%	91	1.654	1.256	4.090	3.658	2.628	2.600	1.782	1.820	2.033	1.696	2.136	2.237	2.471	2.131	2.881	2.377
30%	110	1.411	1.108	3.346	3.329	2.201	2.338	1.371	1.129	1.612	1.572	1.912	1.887	2.107	1.830	2.159	2.167
35%	128	1.173	1.039	2.994	3.132	1.855	2.212	1.144	0.735	1.172	1.501	1.582	1.699	1.906	1.532	1.732	1.839
40%	146	0.962	0.945	2.691	2.763	1.618	2.010	0.969	0.557	0.936	1.430	1.253	1.372	1.724	1.378	1.476	1.716
45%	164	0.869	0.897	2.427	2.466	1.436	1.860	0.751	0.446	0.771	1.385	1.076	1.184	1.571	1.231	1.357	1.566
50%	183	0.760	0.863	2.035	2.091	1.055	1.550	0.524	0.274	0.561	1.561	0.912	1.078	1.460	1.097	1.251	1.410
55%	201	0.708	0.812	1.888	1.516	0.727	1.389	0.419	0.201	0.421	1.510	0.730	0.959	1.299	0.999	1.157	1.301
60%	219	0.648	0.777	1.693	1.324	0.547	1.091	0.341	0.169	0.366	1.279	0.620	0.917	1.195	0.907	0.940	1.117
65%	237	0.601	0.752	1.614	1.100	0.467	0.877	0.306	0.145	0.290	1.226	0.554	0.851	1.123	0.840	0.870	1.030
70%	256	0.569	0.735	1.536	0.877	0.396	0.674	0.253	0.111	0.245	1.190	0.501	0.814	1.078	0.786	0.794	0.951
75%	274	0.544	0.706	1.409	0.790	0.294	0.501	0.218	0.089	0.200	1.296	0.464	0.768	1.039	0.738	0.719	0.891
80%	292	0.523	0.678	1.321	0.658	0.218	0.441	0.183	0.063	0.165	1.245	0.419	0.749	0.994	0.696	0.673	0.842
85%	310	0.499	0.658	1.204	0.584	0.175	0.376	0.157	0.039	0.130	1.194	0.382	0.713	0.951	0.649	0.600	0.798
90%	329	0.469	0.638	1.076	0.516	0.126	0.328	0.140	0.026	0.105	1.153	0.353	0.694	0.922	0.610	0.530	0.738
95%	347	0.432	0.592	0.920	0.402	0.092	0.286	0.114	0.012	0.075	1.122	0.309	0.655	0.860	0.543	0.414	0.689
100%	365	0.245	0.376	0.538	0.096	0.055	0.149	0.087	0.002	0.050	0.949	0.166	0.554	0.656	0.383	0.249	0.541

Fuente: Equipo de Estudio de JICA. Preparada usando los Datos del Promedio Mensual de Descarga de cada Estación Hidrológica por SNET.

No.	No.	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Department	Departmento	Cuscatlán	Chalatenango	Chalatenango	Chalatenango	Cabañas	Cabañas	San Vicente	La Paz	La Paz	Usultán	San Miguel	San Miguel	San Miguel	Morazán	La Unión
Zone	Zona	All	NW	SE	SE	SW	NE	All	M	ME	SE	SW	SE	M	M	NE
Basin	Cuenca	Estimado	LEMPA	LEMPA	LEMPA	Estimado	Estimado	Estimado	JIBOA	JALPONGA	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	LEMPA	GOASCORAN
River	Río	Estimado	LEMPA	TAMULASCO	SUMPUL	Estimado	Estimado	Estimado	JIBOA	JALPONGA	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	TOROLA	EL SAUCE
Station	Estación	Estimado Usando la Estación Guazapa	CITALA	LA SIERPE	LAS FLORES	Estimado Usando la Estación Guazapa	Estimado usando la Estación de La Sierpe	Estimado usando la Estación de Amates / Montecristo	AMATES / MONTECRISTO	LA CEIBA	LAS CONCHAS	VADO MARIN	MOSCOSO	VILLERIAS	OSICALA	EL SAUCE
Latitude	Latitud		14°22.1'	14°01.7´	14°02.7'				13°30.5´	13°31´	13°17"	13°18´	13°27.7'	13°31´	13°50'	13°40'
Longitude	Longitud		89°12.9'	88°56.5´	88°48.5´				88°59.5´	88°57´	88°25'	88°17´	88°09.2'	88°11´	88°09'	87°48'
El. [m]	Elevación		701.63	344.18	174.33				68.21	98.34	7.47	19.78	76.02	87.43	277.40	71.79
C.A. [km^2]	Área de drenaje		914.0	74.0	980.5				426.0	58.0	2,238.0	1,900.0	1,074.0	910.0	908.0	319.5
Obs.Period	Periodo de Observación	N.D.	May.72-Oct.82, Jul.90-	May.74-Sep.85, Dic.93-		N.D.	N.D.	N.D.	Jun.59-Mar.77, Sep.77-Ago.86, Ene.93-	Jul.65-Sep.85	Jul.63-Jan.82	May.59-Abr.81, Jun.93-99, Abr. 2006-	May.64-Abr.81	70-79, 95-96, 2002-		
Duration/Duración [%]	Days of Year Días	Descarga especifica [$m^3/s/100km^2$]														
5%	18	4.344	7.911	9.108	8.129	4.344	9.108	3.993	3.993	9.052	5.943	5.069	6.620	6.407	13.326	9.718
10%	37	3.503	6.277	7.135	6.578	3.503	7.135	3.005	3.005	7.052	4.245	4.026	5.253	4.545	10.570	6.720
15%	55	3.074	5.098	5.743	5.119	3.074	5.743	2.451	2.451	4.966	3.677	3.051	4.113	3.434	8.263	5.205
20%	73	2.814	4.269	4.973	4.875	2.814	4.973	2.073	2.073	4.086	2.493	2.411	3.268	2.911	6.601	4.085
25%	91	2.377	3.488	3.635	3.685	2.377	3.635	1.734	1.734	3.017	2.158	1.975	2.628	2.440	4.792	2.836
30%	110	2.167	2.751	2.811	3.299	2.167	2.811	1.580	1.580	2.328	1.810	1.512	2.058	1.960	3.513	1.828
35%	128	1.839	1.895	2.041	2.707	1.839	2.041	1.310	1.310	1.983	1.538	1.137	1.547	1.396	2.694	1.380
40%	146	1.716	1.327	1.311	1.642	1.716	1.311	1.167	1.167	1.466	1.270	0.944	1.287	1.182	2.026	1.052
45%	164	1.566	1.111	1.014	1.260	1.566	1.014	0.974	0.974	1.069	1.028	0.770	1.039	1.038	1.432	0.701
50%	183	1.410	0.859	0.716	0.886	1.410	0.716	0.878	0.878	0.845	0.835	0.684	0.846	0.864	1.211	0.504
55%	201	1.301	0.602	0.486	0.705	1.301	0.486	0.782	0.782	0.724	0.758	0.593	0.743	0.725	0.954	0.376
60%	219	1.117	0.532	0.392	0.565	1.117	0.392	0.655	0.655	0.569	0.693	0.503	0.638	0.562	0.787	0.310
65%	237	1.030	0.486	0.338	0.452	1.030	0.338	0.566	0.566	0.483	0.603	0.453	0.540	0.443	0.677	0.194
70%	256	0.951	0.430	0.270	0.367	0.951	0.270	0.467	0.467	0.448	0.536	0.395	0.443	0.347	0.533	0.147
75%	274	0.891	0.350	0.243	0.300	0.891	0.243	0.399	0.399	0.362	0.432	0.363	0.372	0.274	0.400	0.122
80%	292	0.842	0.302	0.203	0.267	0.842	0.203	0.354	0.354	0.310	0.405	0.327	0.296	0.242	0.307	0.085
85%	310	0.798	0.247	0.176	0.230	0.798	0.176	0.315	0.315	0.310	0.368	0.297	0.256	0.216	0.249	0.078
90%	329	0.738	0.218	0.162	0.191	0.738	0.162	0.282	0.282	0.259	0.321	0.248	0.219	0.189	0.206	0.069
95%	347	0.689	0.174	0.135	0.168	0.689	0.135	0.245	0.245	0.224	0.285	0.223	0.189	0.157	0.164	0.056
100%	365	0.541	0.101	0.081	0.122	0.541	0.081	0.117	0.117	0.121	0.229	0.160	0.116	0.113	0.100	0.034

Fuente: Equipo de Estudio de JICA. Preparada usando los Datos del Promedio Mensual de Descarga de cada Estación Hidrológica por SNET.

Fuente: EQUIPO DE ESTUDIO JICA. DATOS DE DESCARGA MENSUAL PROMEDIO POR EL SNET

OBSERVACIÓN DE LA DESCARGA

Medición de caudal con medidor de corriente

Es necesario para la comprobación de los caudales del rio mandar hacer los aforos pertinentes con los instrumentos certeros tales es el caso de molinete al menos una vez por año.

Estación de medición de caudal o estación de limnímetro

Al seleccionar una estación de medición de caudal (de aquí en adelante, una estación de medición) las siguientes condiciones deben ser consideradas.

- Evitar curvas o cambios pronunciados en áreas transversales. La corriente debe ser recta.
- Evitar una ubicación de caudal del río excesivamente rápida o lenta.
- El menor movimiento del canal y del lecho del río
- El caudal y el nivel del agua deben ser medibles, independientemente del volumen del caudal.

Aunque son costosas, las mediciones frecuentes son mejores en principio. La frecuencia de medición es de 3 veces/mes (mínimo). Es recomendable, sin embargo, que las mediciones se hagan tan frecuentemente como sea posible durante períodos de inundaciones

Curva de evaluación

El nivel del agua puede ser medido de forma diaria u horaria; sin embargo, es difícil medir el caudal del río frecuentemente dado que la medición de velocidad y sección transversal del río demanda muchos recursos de personal.

Por lo tanto, una curva de evaluación de relaciones etapa-descarga es producida para obtener el caudal a partir del nivel del agua cuando no se efectúa una medición de caudal.

Al graficar el nivel del agua en la ordenada y el caudal en la abscisa, se obtiene una curva de evaluación por el método de mínimos cuadrados. La curva de evaluación es generalmente expresada por la siguiente ecuación cuadrática de la parábola:

$$Q = a + bh + ch^2$$

En donde,

Q: Caudal (m^3/s)

h: Nivel del agua (m)

Cuando la relación entre el nivel del agua y el flujo no puede ser expresada en una ecuación, se recomienda que sea expresada en varias ecuaciones de acuerdo al nivel del agua. Un ejemplo de curvas de evaluación es mostrado en la Figura 20.

Se requiere preparar una nueva curva de evaluación cuando la relación entre el nivel del agua y el caudal cambia debido a cambios en el lecho del rio después de inundaciones o por otras razones.

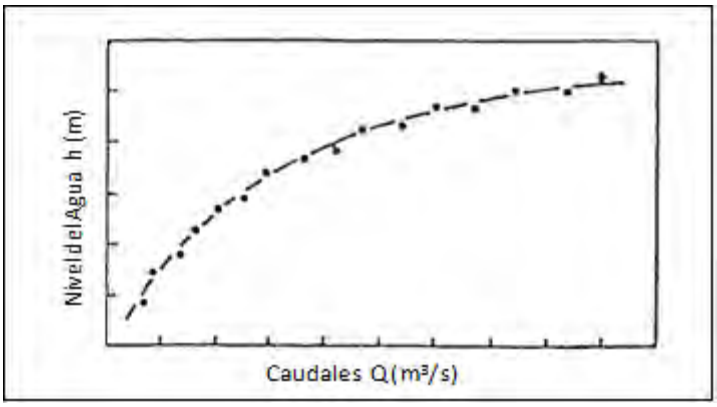


Figura 20 CURVA DE EVALUACIÓN

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

DETERMINACIÓN DEL CAUDAL DE MANTENIMIENTO DEL RÍO (CAUDAL ECOLÓGICO)

Estudio de condición de utilización del río

Como las centrales hidroeléctricas utilizan el agua de los ríos, la condición de utilización del río debe ser investigada para la planificación de proyectos. El uso del río incluye la generación hidroeléctrica, agua potable, irrigación y suministro de agua industrial, pesca y actividades de transporte interno. La construcción de la obra de toma es acompañada de alguna inundación de hogares y tierras agrícolas y la construcción de instalaciones generadoras reduce el caudal del río entre los sitios de toma y el canal de descarga. Por lo tanto, la condición de uso de la tierra en el área de inundación y las instalaciones de uso del agua en el área del proyecto deben ser estudiados con los mapas topográficos disponibles.

Si hay uso del agua entre el sitio propuesto de la toma para la casa de máquinas, debe liberarse el agua río abajo de la toma para la descarga requerida de uso del agua.

Caudal de Mantenimiento del Río (Caudal Ecológico)

Si la longitud del canal de agua propuesto para la hidroeléctrica es considerable, el caudal de mantenimiento del río (caudal ecológico) debe ser considerado. Una referencia del caudal mínimo requerido de mantenimiento del río para la ecología del río es mostrada abajo:

- 10% de la descarga anual promedio a lo largo del año (Usualmente usado en El Salvador)
- 10% de la descarga diaria
- 0.1~0.3 $m^3/s/100km^2$ (Lineamiento Japonés para Energía Hidroeléctrica)
- Descarga mínima a lo largo del año
- Descarga necesaria para peces, fauna, terreno y ecología del río.

Nota: No hay ninguna regulación o ley que controle o regule este, el MARN actualmente está

trabajando en esto.

POTENCIA Y DESCARGA DE LA PLANTA

Potencia máxima y descarga máxima de la planta

La potencia máxima es la salida de energía que la central puede generar. Esto es usado a menudo en el mismo contexto que capacidad instalada y capacidad evaluada. La descarga máxima de la planta es la mayor descarga utilizada por la planta generadora. Es el valor básico para la determinación de capacidad instalada y para el diseño del canal de agua.

La potencia máxima correspondiente a la descarga máxima de la planta es expresada por la siguiente ecuación:

$$P_{max} = 9.8 * Q_{max} * H_e * \eta_t * \eta\tau_g$$

En donde,

P_{max} : Potencia máxima (kW)

H_e : Caída efectiva (a una salida máxima: m)

Q_{max} : Descarga máxima de la planta (m^3/s)

η_t : Eficiencia de las turbinas (a una salida máxima)

η_g : Eficiencia del generador (a una salida máxima)

$\eta\tau_g$: Eficiencia de transformador

Tabla 5 EFICIENCIA ESTÁNDAR DE TURBINAS Y GENERADORES

Salida	Eficiencia de turbina ηt	Eficiencia de generador ηg	Eficiencia combinada de turbina y generador $\eta = \eta t \times \eta g$
5MW	88	96	84
10MW	89	96.5	86
50MW	90	97.5	88
100MW	90.5	98	89
200MW	91	98	89

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

Potencia firme es la salida que la planta es capaz de generar casi todos los días

La descarga firme es la descarga que puede ser utilizada exclusivamente para la generación hidroeléctrica casi todos los días del año. Estos Lineamientos definen la descarga firme como “90 a 95% del caudal en la curva de duración de caudal", en la cual el caudal es la cantidad utilizable exclusivamente para la generación hidroeléctrica menos el agua utilizada para irrigación, pesca, turismo, etc.

La potencia firme correspondiente a la descarga firme es expresada por la siguiente ecuación:

$$P_f = 9.8 * Q_f * H_{ef} * \eta_{tf} * \eta_{gf}$$

En donde,

P_f : Potencia firme(kW)

H_{ef} : Caída efectiva (a una salida firme: m)

Q_f : Descarga firme (m^3/s)

η_{tf} : Eficiencia de turbina (a una salida firme)

η_{gf} : Eficiencia de generador (a una salida firme)

η_{tr} : Eficiencia del transformador

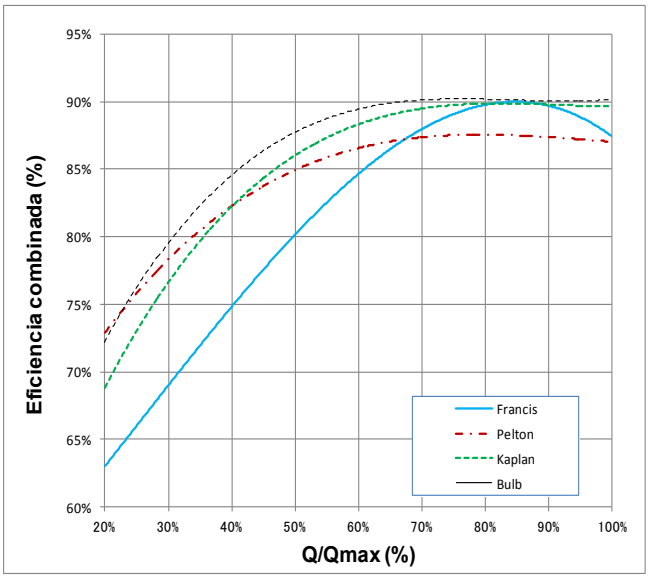


Figura 20 EFICIENCIA COMBINADA DE TURBINA Y GENERADOR

La potencia firme es el valor numérico básico para evaluar la capacidad de suministro de energía eléctrica y la economía de proyectos de tipo central de paso. El nivel de servicio del suministro de energía (nivel de no interrupción) generalmente se fija en un 90 a 95% y en algunos casos, en 98%, dependiendo de la importancia de la energía eléctrica en el área de suministro. La descarga firme es, por lo tanto, fijada para cumplir con el nivel anterior. (La eficiencia dependerá altamente del mantenimiento del equipo)

Fuente: “MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA”: FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

CAÍDA BRUTA, PERDIDA DE CARGA Y CAÍDA EFECTIVA (CAÍDA EVALUADA)

La caída efectiva es calculada en base a la siguiente ecuación:

Hg= IWL-TWL

$$H\lambda = a \times L_1 + b \times L_2 + c \times L_3 + \Delta h$$

$$He = Hg - H\lambda$$

En donde,

IWL : Nivel de toma de agua (m)

TWL : Nivel de agua de descarga (m)

L_1 : Longitud de canal de alimentación (m)

L_2 : Longitud de tubería presión (m)

L_3 : Longitud del canal de descarga (m)

Δh : Otras pérdidas de caída (m)

He : Caída efectiva (m)

Hg : Caída bruta (m)

$H\lambda$: Pérdida de caída (m)

a, b y c: Factores para obtener la pérdida de caída

Los valores en la siguiente tabla son aplicados a los factores a, b y c para el estudio de reconocimiento.

Tabla 6

a	Canal de carga sin presión	1/1,000 para túnel, 1/5,000 para canal abierto
b	Tubería de carga a presión	1/200
c	Canal de descarga sin presión	1/1,000 para túnel, 1/5,000 para canal abierto

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

GENERACIÓN DE ENERGÍA

La salida de potencia es la magnitud de la energía eléctrica generada en un segundo. Al ser generada continuamente, la carga de trabajo es llamada generación de energía y es expresada en kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh). La generación de energía en un año es llamada la generación anual de energía. La energía es clasificada en energía primaria, que corresponde a la salida

firme o salida pico firme y energía secundaria.

(1) Cálculo de generación anual de energía por caudal diario

La generación diaria de energía es calculada por la siguiente ecuación, y se obtiene la generación anual de energía.

$$E = \sum (9.8 \cdot qi \cdot H_e \times \gamma \times 24)$$

En donde,

E : Generación anual de energía (kWh)

qi : Descarga diaria de la planta (m^3/s)

He : Caída efectiva (m)

γ : Eficiencia combinada por unidad de turbina y generador para qi,

Esto se obtiene de Q/Qmax en la Tabla 5 y en la Figura 21 arriba.

(2) Método simplificado por la curva de duración de caudal

- La Figura 22 muestra la curva de duración de caudal. El caudal debajo de Qmax es dividido en bloques separados por 50% de caudal (183 días), 60% de caudal (219 días), 70% de caudal (256 días), 80% de caudal (292 días) y 90% de caudal (328 días).

Ea=9.8 * ηa * Hes * A<a> * 1/3,600

Eb=9.8 * ηb * Hes * A<b> * 1/3,600

Ec=9.8 * ηc * Hes * A<c> * 1/3,600

Ed=9.8 * ηd * Hes * A<d> * 1/3,600

Ee=9.8 * ηe * Hes * A<e> * 1/3,600

- La generación anual de energía es E= Ea + Eb+ Ec + Ed + Ee

- El volumen de caudal entrante se genera bajo la siguiente ecuación obtenida por área bajo la curva A <a> hasta A <e>
- La generación de energía de cada área a calculada. En este caso, la eficiencia combinada del equipo es obtenida de la relación del caudal promedio a la descarga máxima de la planta de cada bloque utilizando la Figura 21 y la Tabla 5 arriba.

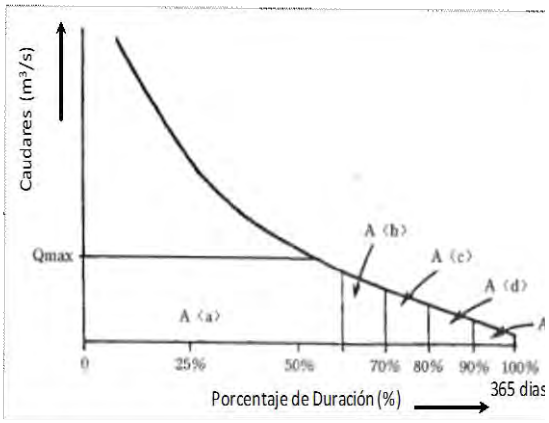


Figura 22 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDAL

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

FACTOR ANUAL DE PLANTA

La relación de generación anual de energía producida en una operación continua por un año a la potencia máxima es llamada el factor de planta.

$$\text{Factor de planta (\%)} = \frac{\text{Generación anual de energía (kWh)}}{\text{Salida máxima (kW) x 8,760 (hr)}} \times 100$$

CARGA Y FACTOR DE CARGA

La demanda de energía es llamada la carga en el lado del suministro de energía. La relación de la carga promedio a la carga máxima para un período específico es llamada el factor de carga. También es llamada el factor diario de carga y el factor anual de carga, dependiendo del período considerado.

$$\text{Factor de carga (\%)} = \frac{\text{Carga promedio (kW)}}{\text{Carga máxima (kW)}} \times 100$$

SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA Y TURBINA DE BOMBA

El tipo de turbina se selecciona en base a la caída efectiva y a la descarga de la turbina. Cuando dos o más tipos de turbinas son posibles, éstos se determinan estudiando minuciosamente su eficiencia en cuanto a costo, facilidad de mantenimiento, etc. Diferentes turbinas tienen limitaciones en su caída respectiva y en la velocidad específica aplicable. El rango de aplicación se determina por su adaptabilidad a la variación de caídas, sus características, resistencia a cavitaciones, etc.

El rango de aplicación de turbinas es mostrado en la Figura 23 Generalmente, la turbina Peltón se aplica a una caída alta con un caudal pequeño. La turbina de hélice se aplica a una caída pequeña con un caudal grande. La turbina Francis se aplica a una caída mediana a alta con un caudal mediano o alto.

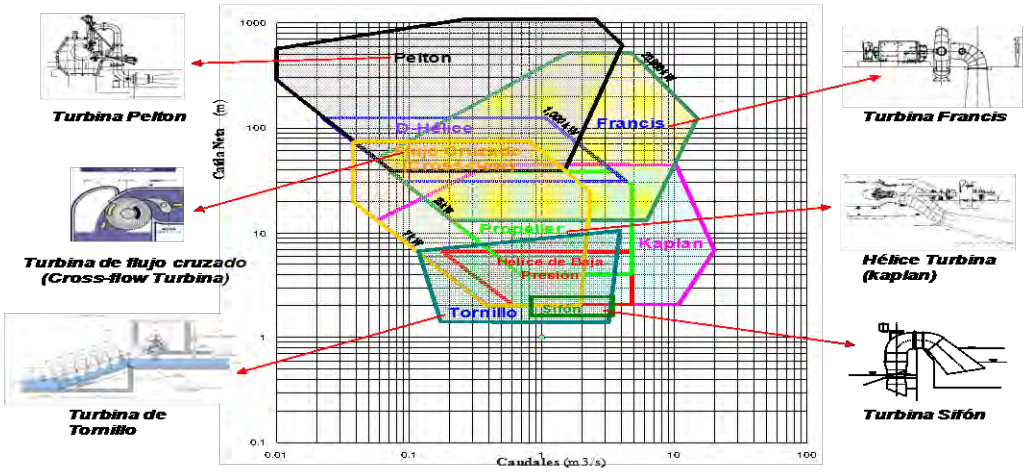


Figura 23 DIAGRAMA DE SELECCIÓN DE TURBINAS
Fuente: NIPPON KOEI CO., LTD.

ESTIMACIÓN DE COSTO APROXIMADO

Estimación de costo aproximado (Método-A)

Para el estudio de reconocimiento, los costos de construcción pueden ser calculados aproximadamente utilizando la Tabla 7.

Tabla 7 FÓRMULA PARA EL ESTIMADO APROXIMADO DE COSTO DE CONSTRUCCIÓN DE PCH

Ítems	Fórmula
Casa de máquinas	Costo [x1000 US$] = 0.084 * (P[kw])^0.830 / 80
Obra de toma	Q_{max} = Q / Factor de planta { (H: Altura de toma [m])^2 * (L: Longitud de toma [m]) } = Q_{max} * 198 Volumen Concreto [m^3] = 11.8 * (H^2 * L)^0.781 Costo [mill.US$] = 0.21 * (Volumen Concreto)^0.866 / 80
Toma	[Q < 4.4 m^3/s] Diámetro interno [m] = 1.8 m [Q >= 4.4 m^3/s] Diámetro interno [m] = 1.036 * Q^0.375 Costo [x1000 US$] = 19.7 * (Diámetro interno * Q)^0.506 / 80
Cuenca de asentamiento	Costo [x1000 US$] = 18.2 * Q^0.830 /80
Canal abierto	√(Ancho * Altura) = 1.09 * Q^0.379 Costo unitario [x1000 US$/m] = 122 * (√(Ancho * Altura))^1.19 / 80
Tubería de carga a presión	Diámetro interno [m] = 0.888 * Q^0.370 Costo unitario [x1000 US$/m] = 357 * (Diámetro interno)^1.14 /80
Canal de descarga	Costo [mill.US$] = 9.54 * { (Radio del canal) * Q }^0.432 / 80 ※El radio del canal de salida se decide por la tubería a presión
Obras mecánicas	Costo [mill.US$] = 0.0595 * { Q * H_e^2/3 * (número de turbinas)^1/2 }^1.49 /80
Instalaciones eléctricas	Costo [mill.US$] = 12.8 * (P[kW] / √$H_e$)^0.648 / 80

Fuente: FUNDACIÓN NEW ENERGY (NEF), JAPÓN, “LIBRO DE GUÍA PARA PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS”

Estimación de costo aproximado (Método -B)

Se ocuparon los estudios de pre-factibilidad existentes de algunos sitios de los proyectos potenciales y en los casos que no se contaban con estudios, se procedió con la actualización con las ecuaciones y graficas presentadas en el Figuras 24 a 29, dichas ecuaciones y graficas son basadas en índices y precios reales del mercado, obtenidos por medio de cotizaciones en 2011 a través de los diferentes proveedores. Para equipo electromecánico: 1) (**WKV WASSERKRAFT VOLK Compañía Alemana)** http://www.wkv-ag.com/, Richard Jakob Rjakob54@hotmail.com; 2) Para tuberías de conducción y forzadas (**OTK Flowtite empresa colombiana**) http://www.flowtite.com.co/ Sergio Llano Gutiérrez Sergio_llano@0-tek.com.co 3) Los costos civiles que son utilizados para elaborar los estudios de factibilidad y diseños básicos y de detalle la empresa **INGENDEHSA S.A. DE C.V. www.ingendehsa.com**, Ing. José Hermes Landaverde Hermeslandaverde@gmail.com, Tel: (503) 2273624; 4) **SUTRON company** que suministra equipos de Medición Meteorológicas y pluviométrica Sales@Sutron.com Raul Quivey (703) 4062801

Costo de Obra Civil de Obra de Toma (US$) = 29,337 * Qp^0.7401

Costo de Obra Civil de Desarenador (US$) = 104,795 * Qp^0.7963

Costo de Obra Civil de Tanque de Presión (US$) = 66,856 * Qp^1.50592

Costo de Obra Civil de Casa de Máquinas (US$) = 266,064 * P^0.7582

Costo de Equipo Electrónico (Millones US$) = 0.7452 * P^0.8546

Costo de Tubería GRP (Varios Diámetros) (US$):

$$Z = \frac{L_t * D_r}{26.7243 + 0.0068L_n(L_T) - 3.1711L_n(D_R)}$$

En donde:

Qp : Caudal de Diseño (m^3/s)

P : Potencia (MW)

Z: Costo de tubería GRP (US$)

L_p: Longitud de tubería de conducción (m)

D_r: Diámetro de tubería de conducción (mm)

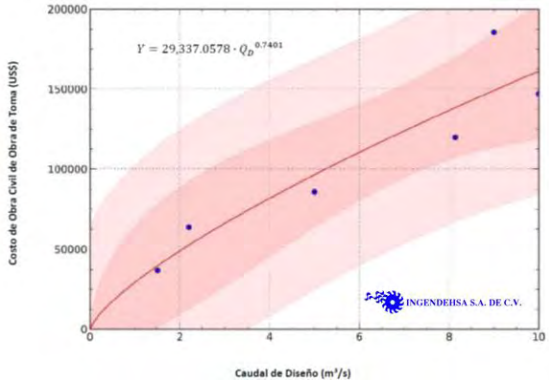


Figura 24 CURVA DE COSTO DE OBRA CIVIL DE OBRA DE TOMA

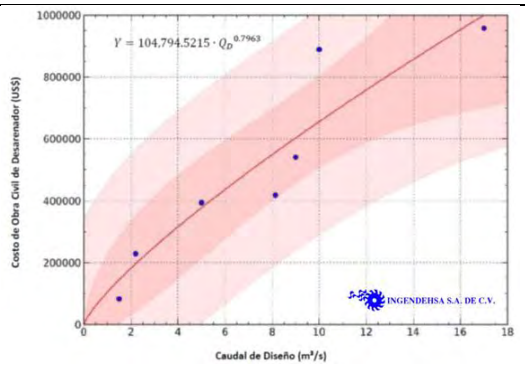


Figura 25 CURVA DE COSTO DE OBRA CIVIL DE DESARENADOR

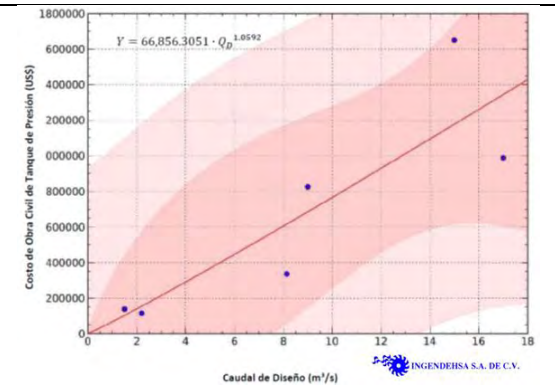


Figura 26 CURVA DE COSTO DE OBRA CIVIL DE TANQUE DE PRESIÓN

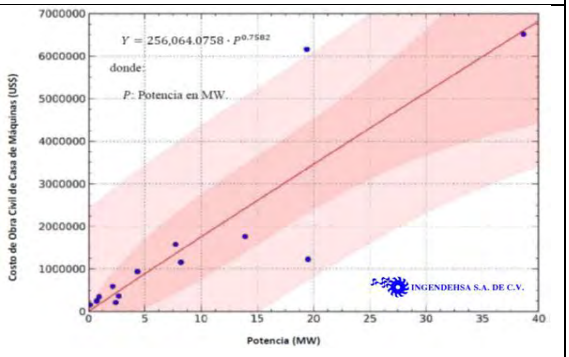


Figura 27 CURVA DE COSTO DE OBRA CIVIL DE CASA DE MÁQUINAS

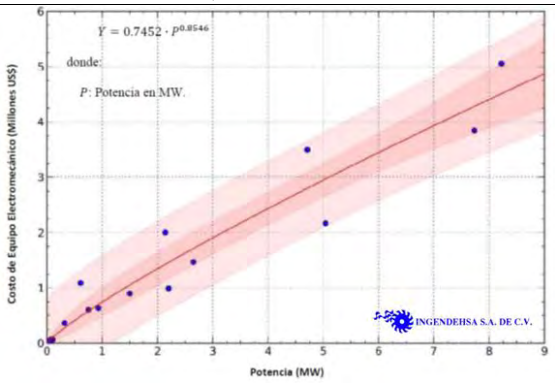


Figura 28 CURVA DE COSTO DE EQUIPO ELECTRÓNICO

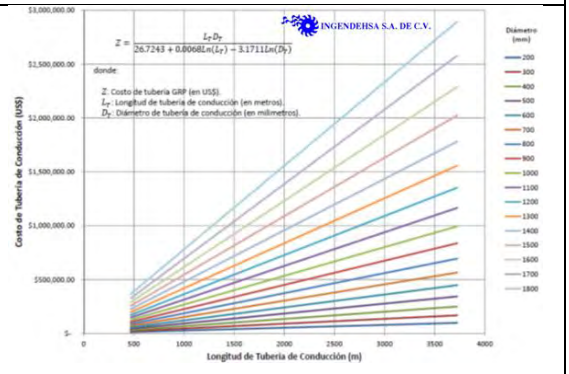


Figura 29 COSTO DE TUBERÍA GRP (VARIOS DIÁMETROS)

Estimación del costo de construcción a nivel de estudio pre-factibilidad (Método-C)

Para una estimación de costo más detallada, a partir de las tablas 8 y 11 se muestra la formula.

El costo unitario de construcción y equipo mecánico es mostrado para 2011. El costo unitario debe ser actualizado cada año.

Tabla 8 EJEMPLO DE RESUMEN DE COSTO DE CONSTRUCCIÓN

Descripción	Costo Estimado US$	Nota
I. Trabajos Previos		
(1) Caminos de Acceso	200,000	
(2) Trabajos de Campo	225,000	(3 Obras Civiles) X 0.05
Sub total	**425,000**	
2. Costos de Mitigación Ambiental	**45,000**	(3 Obras Civiles) X 0.01
3. Obras Civiles		
(1)Entrada de Obra de Toma	291,600	
(2) Obra de Toma	161,900	
(3) Desarenador	455,600	
(4) Tubería de Conducción	1,742,700	
(5) Tanque de Presión	426,100	
(6) Tubería de Presión	204,200	
(7) Vertedero	72,500	
(8) Casa de Máquinas	858,100	
(9) Canal de Descarga	71,000	
(10) Trabajos Varios	214,000	((1)-(10)) X 0.05
Sub total	**4,498,000**	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta & Pantalla de Inyección	187,200	
(2) Tubería de Presión	105,100	
Sub total	**292,000**	
5. Equipo Electro-mecánico	**9,915,000**	
6. Línea de Transmisión	**30,000**	
Costos Directos	**15,205,000**	1+2+3+4+5+6
7. Administración & Spervisión de la Obra	**2,281,000**	Costo Directo X 0.15
8. Costo Indirecto en caso de Contingencias	**1,521,000**	Cost Directo X 0.1
Total	**19,007,000**	
9. Intereses durante la Construcción	**1,825,000**	i = 8%, T = 3 años (total) * 0.4* i * T
Costo Total	**20,832,000**	

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

Tabla 9 EJEMPLO DE CONDICIÓN DE ESTIMACIÓN DE COSTOS

Area de Captación	***A***	km^2	55.0	
Descarga Firma	***Qfm***	m^3/s	2.00	$Q_{90\%}$
Caudal Firme	***Qd***	m^3/s	7.50	Parámetro
Máximo caudal de la Planta	***Qmax***	m^3/s	7.50	Parámetro
Nivel de la Obra de Toma	***IWL***	m	410.0	De Mapa Topográfico
Nivel de Salida del Agua	***TWL***	m	350.0	De Mapa Topográfico
Caída Bruta	***Hg***	m	60.00	Hg=IWL - TWL
Longitud de Tubería de Conducción	***L1***	m	2,000	De Mapa Topográfico
Longitud de Tubería de Presión	***L2***	m	100	De Mapa Topográfico
Longitud de Canal de Descarga	***L3***	m	30	De Mapa Topográfico
Factor de Pérdida de Tubería de Conducción	***a***	-	0.0010	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Factor de Pérdida caída de Tubería de Presió	***b***	-	0.0050	asumido 1/200
Factor de Pérdida caída de Canal de Descarg	***c***	-	0.0010	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Otras Pérdida de Caída	***Δ h***	m	0.20	
Total de Pérdidas	***Hl***	m	2.73	Hl = a*L1 + b*L2 + c*L3 + ΔL
Caída Efectiva	***He***	m	57.27	He = Hg - Hl
Eficiencia Turbina hr	***η r***	-	88.0%	P<=5MW : 88%, 5<P<=10: 89%, 10<P<=50: 90%
Eficiencia Generadora hg	***η g***	-	96.0%	P<=5MW : 96%, 5<P<=10: 96.5%, 10<P<=50: 97.5%
Eficiencia Combinada	***η***	-	84.5%	η = ηt * ηg
Potencia Máxima	***Pmax***	kW	3,560	P=9.8*Qd*He*ηr*ηt
Eficiencia Combinada	***η f***	-	63%	η = ηt * ηg
Potencia Firme	***Pf***	kW	710	$Q_{90\%}$
Número de Turbinas	***n***	nos	2	
Línea de Transmisión		km	2.00	
Calles de Acceso (Pavim., Grava, W=4m)		km	2.00	

Fuente: “MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA”: FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

Tabla 10 EJEMPLO DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS CIVILES (1/2)

	Obras civiles y costo de materiales		Unidad	Cant.	Precio Unitario (US$)		Notas	Monto (US$)
	Preliminar / Trabajo general y por día		**L.S.**	-		**0.10**	**% costo obra civil**	897,000
	Obra de toma							291,600
	Descarga máxima planta	*Qmax*	m3/s	7.5				
	Altura Toma/Presa	*Hd*	m	3.0			asumido	
*	Ancho cresta	*Li*	m	33.0	US$/m3		Li = Qmax * 198 / Hd^2 / 5	
	Area Captación	*A*	km2	55.0			De mapa topográfico	
	Coeficiente regional p. inundación	*a*	-	17.0			a = 17~84	
	Inundación de diseño	*Qf*	m3/s	450	US$/m3	3.39	asumido, Qf=(a*A^(A^(-0.05)-1)*A	
	Volumen excavación (roca)	*Ve*	m3	1,600	US$/m3	16.30	Ve=8.69*(Hd*L)^1.14	5,500
	Vol. Dique temporal	*Vsd*	m3	300	US$/m3	247.40	Vsd = Li*Hd*3m	4,900
	Volumen de Concreto	*Vc*	m3	800			Vc=16.1*(Hd^2*L)^0.695	198,000
	(Peso del cemento)	*Wc*	ton	330			Wc=Vc*8.3bag*50kg/bag(Clase:A)	
	(Peso del alambre de fijación)	*Ww*	ton	6.6			Ww= Wc * 2%	
	(Peso de la arena)	*Ws*	ton	845			Ws = Vc*0.48m3 * 2200kg/m3 (Clase: A)	
	(Peso de la grava/piedra)	*Wr*	ton	1,408			Wa = Vc*0.8m3*2200kg/m3 (Clase:A)	
	Peso de la varilla de refuerzo	*Wa*	ton	7.0	US$/ton	2,260	Wr = 0.0274*Vc^0.830	15,900
	Otros		L.S.	-			30% de los costos arriba indicados	67,300
	Toma							161,900
	Descarga de Toma de diseño	*Qd*	m3/s	7.50				
	Velocidad de Toma de diseño	*V*	m/s	1.40			asumido	
	Diámetro de la Toma	*Di*	m	2.21			Di = SQRT(4*Ac/(pi*V)	
	Volumen de excavación	*Ve*	m3	700	US$/m3	3.93	Ve = 171*(R*Q)^0.666, R = D/2	2,800
	Volumen de concreto	*Vc*	m3	400	US$/m3	236.40	Vc = 147*(R*Q)^0.470	94,600
	(Peso del cemento)	*Wc*	ton	136.0			Wc = Vc * 6.8bag * 50kg/bag (Clase: B)	
	(Peso del alambre de fijación)	*Ww*	ton	2.72			Ww= Wc*2%	
	(Peso de la arena)	*Ws*	ton	475			Ws = Vc*0.54m3 * 2200kg/m3 (Clase: B)	
	(Peso de la grava/piedra)	*Wa*	ton	722			Wa = Vc*0.82m3*2200kg/m3 (Clase:B)	
	Peso de la varilla de refuerzo	*Wr*	ton	14.2	US$/ton	2,260	Wr = 0.0145*Vc^1.15	32,100
	Otros		L.S.	-			25% de los costos arriba indicados	32,400
	Desarenador							455,600
	Descarga máxima planta	*Qmax*	m3/s	7.50				
	Volumen excavación	*Ve*	m3	4,400	US$/m3	3.93	Ve = 515**Qmax^1.07	17,300
*	Volumen de Concreto	*Vc*	m3	1,100	US$/m3	236.40	Vc = 169*(Qd)^0.936	260,100
	(Peso del cemento)	*Wc*	ton	182.0			Wc = Vc * 3.3bag * 50kg/bag (Mampostería de piedra 1:4)	
	(Peso del alambre de fijación)	*Ww*	ton	3.64			Ww= Wc*2%	
	(Peso de la arena)	*Ws*	ton	1,200			Ws = Vc*0.496m3 * 2200kg/m3 (Mampostería de piedra 1:4)	
	(Peso de la grava/piedra)	*Wa*	ton	2,900			Wa = Vc*1.2m3*2200kg/m3 (Mampostería de piedra 1:4)	
	Peso de la varilla de refuerzo	*Wr*	ton	45.2	US$/ton	2,260	Wr = 0.120*Vc^0.847	102,200
	Otros		L.S.	-			20% de los costos arriba indicados	76,000

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

Tabla 10 EJEMPLO DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS CIVILES (2/2)

		Unidad	Cant.	Precio Unitario (us$)		Notas	Monto (US$)
Canal de Alimentación							**1,742,700**
Longitud canal de alimentación	***Lc***	m	2,000			de mapa Topográfico	
Velocidad Caudal de Canal de Alimentación	***vc***	m/s	1.5			(Canal Abierto =2 ~ 3 m/s)	
Área de Agua (Sección Transversal)	***Ac***	m^2	5.00			Q_{max} / v_c	
Espersor de Pared de Concreto	***tc***	m	0.10			asumido	
* Diámetro de Tubería (Canal Entubado)	***Dc***	mm	-			(si el canal es entubad) *Dc=SQRT(4*Ac / (pi *vc))*	
* Peso Tubería (Canal Tubería)	***Wp***	ton	-	-	-	Wp [kg]=(0.0227x + 0.022) * L	
Volumen de exavación	***Ve***	m^3	66,300	US$/$m^3$	3.93	Ve=6.22*(Ac)^1.04*Lc	260,600
Volumen concreto	***Vc***	m^3	700	US$/$m^3$	236.40	Vc={H*tc*2+(B+2*tc)*tc}*Lc	165,500
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	116			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bolsa (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso Alambre fijación)	***Ww***	ton	2.32			Ww=Wc*2%	
(Peso Arena)	***Ws***	ton	764			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso grava/ piedra)	***Wa***	ton	1,850			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
Peso Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	454	US$/ton	2,260	Wr=0.577* (Vc/L)^0.888*Lc	1,026,100
* Costo de Materiales de Tubería		m	-	US$/m	-	[US$/m]=0.0006*Dp^2+0.0367*Dp+0.7279	
Otros		L.S.	-			20% de los costos anteriores	290,500
Tanque de Presión							**426,100**
Volumen de excavación	***Ve***	m^3	3,300	US$/$m^3$	3.93	Ve=808*Qmax^0.697	13,000
* Volumen de Concreto	***Vcf***	m^3	830	US$/$m^3$	236.40	Vc=197*Qmax^0.716	196,300
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	283			Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa (Clase:B)	
(Peso del Alambre de Fijación)	***Ww***	ton	5.66			Ww=Wc*2%	
(Peso de la Arena)	***Ws***	ton	986			Ws=Vc* 0.54m3 *2200kg/m3 (Clase:B)	
(Peso de Grava/Piedras)	***Wa***	ton	1,500			Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Clase:B)	
Peso de Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	42.0	US$/ton	2,260	Wr=0.051*Vc	95,000
Otros		L.S.	-			40% de los costos anteriores	121,800
Tubería de Presión							**204,200**
Velocidad del Caudal por el diseño de la Tube	***Vp***	m	3.0	-	-	(ave. Vp=2 ~ 4 m/s)	
Diámetro Interno de la Tubería de Presión	***Dp***	m	1.80	-	-	Dp=(4*Qd/ (pi*Vt))^(1/2)	
Aspereza de la Tubería de Presión	***np***	mm	0.01			asumido	
Caida Efectiva	***He***	m	57.27			Del perfil del canal de agua	
Espesor Tubería de Hierro	***Tp***	mm	6	-	-	T_p=0.0362*H_g*D_p+2	
Longitud de Tubería de Presión	***Lp***	m	100.0	-	-	de mapa Topográfico	
Volumen de excavación	***Ve***	m^3	2,400	US$/$m^3$	3.93	Ve=10.9*Dp^1.33*Lp	9,400
Volumen de Concreto	***Vc***	m^3	580	US$/$m^3$	236.40	Vc=2.14*Dp^1.68*Lp	137,100
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	200			Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa (Clase:B)	
(Peso del Alambre de Fijación)	***Ww***	ton	4.00			Ww=Wc*2%	
(Peso de la Arena)	***Ws***	ton	590			Ws=Vc* 0.46m3 *2200kg/m3 (Clase:B)	
(Peso de Grava/Piedras)	***Wa***	ton	1,050			Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Clase:B)	
Peso de Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	10.5	US$/ton	2,260	Wr=0.018*Vc	23,700
Otros		L.S.	-			20% de los costos anteriores	34,000
Vertedero							**72,500**
Diámetro interno del Vertedero	***Ds***	m	0.80		-	Ds=Dp * 50%	
Longitud del Vertedero	***Ls***	m	100.0		-	(asumido instalado paralelo con tubería de presión)	
Volumen de excavación	***Ve***	m^3	680	US$/$m^3$	3.93	Ve=9.87 * Ds^1.69 * Ls	2,700
Volumen de Concreto	***Vc***	m^3	190	US$/$m^3$	236.40	Vc=2.78 * Ds^1.70 * Ls	45,000
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	31.0			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bolsa (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso del Alambre de Fijación)	***Ww***	ton	0.62			Ww=Wc*2%	
(Peso de la Arena)	***Ws***	ton	208			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso de Grava/Piedras)	***Wa***	ton	502			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
Peso de Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	5.6	US$/ton	2,260	Wr=0.029* Vc	12,700
Otros		L.S.	-			20% of above costs	12,100
Casa de Máquinas							**858,100**
Número de Unidades	***n***	nos	2	unit	-		
Volumen de excavación	***Ve***	m^3	3,900	US$/$m^3$	3.93	Ve=97.8*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.727	15,400
Volumen de Concreto	***Vc***	m^3	1,600	US$/$m^3$	236.40	Vc=28.1*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.795	378,300
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	264			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bolsa (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso del Alambre de Fijación)	***Ww***	ton	5.28			Ww=Wc*2%	
(Peso de la Arena)	***Ws***	ton	1,750			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4	
(Peso de Grava/Piedras)	***Wa***	ton	4,230			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
Peso de Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	107	US$/ton	2,260	Wr=0.046*Vc^1.05	241,900
Otros		L.S.	-			35% de los costos anteriores	222,500
Canal de Descarga							**71,000**
Radio del Canal	***R***	m	1.10			asumido	
Volumen de excavación	***Ve***	m^3	1,100	US$/$m^3$	3.93	Ve=395 * (R*Q)^0.479	4,300
Volumen de Concreto	***Vc***	m^3	171	US$/$m^3$	236.40	Vc=40.4 * (R*Q)^0.684	40,400
(Peso del Cemento)	***Wc***	ton	28.2			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (mampostería de piedra 1:4)	
(Peso del Alambre de Fijación)	***Ww***	ton	0.56			Ww=Wc*2%	
(Peso de la Arena)	***Ws***	ton	187			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4	
(Peso de Grava/Piedras)	***Wa***	ton	451			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería de piedra 1:4)	
Peso de Varilla de refuerzo	***Wr***	ton	6.4	US$/ton	2,260	Wr=0.278* Vc^0.61	14,500
Otros		L.S.	-			20% de los costos anteriores	11,800
Paso de Acceso/ Construcción de Carretera							**400,000**
Caminos de Acceso (Grava, Pavm. , W=4m)		km	2.0	US$/km	200,000	De mapa Topográfico	400,000
						Sub Total	**5,580,700**

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

Tabla 11 EJEMPLO DE ESTIMACIÓN DE COSTOS DE EQUIPO HIDRÁULICO Y ELÉCTRICO

Equipo Hidráulico y Costo de Materiales		Unidad	**Cant.**	Precio Unitario (US$)	
Obra de Toma					
Peso de compuerta	*Wg*	ton	10.0	US$/ton	2,200
Toma					
Peso de compuerta	*Wg*	ton	39.2	US$/ton	2,200
Peso de zaranda	*Ws*	ton	2.4	US$/ton	3,390
Desarenador					
Peso de compuerta	*Wg*	ton	3.2	US$/ton	2,200
Peso de zaranda	*Ws*	ton	4.3	US$/ton	3,390
Tubería a presión					
Peso de tubería	*Wp*	ton	31.0	US$/ton	3,390
Compuerta de salida					
Peso de compuerta	*Wo*	ton		US$/ton	2,200
Otros					
		L.S.			
Subtotal					

Equipo electromecánico	Unidad	**Cant.**	Precio Unitario (US$)	
Turbina	kW	3,560	US$/kW	2,400
Transmisión Mecánica	kW	3,560	US$/kW	22.75
Generador	kW	3,560	US$/kW	231.46
Controlador	nos.	2.00	US$/jgo.	24,000
Cubículo Tablero Interruptores	kW	3,560	US$/kW	39.61
Repuestos obligatorios	kW	3,560	US$/kW	16.57
Mieceláneos	kW	3,560	US$/kW	4.78
Montaje, Prueba, Puesta en Marcha y Capacitación	kW	3,560	US$/kW	56.46

Línea de Transmisión	Unidad	**Cant.**	Precio Unitario (US$)	
Línea de Transmisión	km	2.00	US$/km	15,000

Fuente: “MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA”: FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

ANÁLISIS FINANCIERO

La evaluación económica está enfocada a medir la conveniencia de llevar a cabo los diferentes proyectos desde el punto de vista económico. Para ello, el listado de proyectos se ha evaluado a través de tres herramientas: a) Valor Presente Neto (VPN), b) Tasa Interna de Retorno (TIR, y c) Relación Beneficio-Costo (B/C).

La TIR es una tasa de descuento por la cual los valores presentes de los dos flujos de efectivo (costos y beneficios) son iguales. Esta tasa muestra una rentabilidad esperada del proyecto. La TIR se expresa con la ecuación siguiente:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t}{(1+r)^t} = 0$$

En donde:

C_t = Costo

B_t = Beneficio

t = Año

n = Vida útil del proyecto (años)

r =Tasa de descuento (=TIR)

Se ocuparon los siguientes supuestos

Los datos básicos necesarios para realizar esta evaluación preliminar son los siguientes:

- Porcentaje a financiar por instituciones bancarias: 70%
- Porcentaje de aporte de inversionistas: 30%
- Tasa de descuento: 10%
- Tasa de interés bancaria: 8.00%
- Período de financiamiento: 12 años (10 años de pago más 2 años de gracia).
- Costo de operación y mantenimiento: 5% del total de ingresos brutos.
- Provisión de mantenimiento mayor: US$ 0.35/MWh
- Impuesto sobre la renta: 30% a partir del décimo primer año de operación.
- Pago de seguros anual equivalente a US$ 1.5 por millar de valúo y variable de acuerdo al activo depreciado.
- Gastos de administración consistente en 2 operadores, 2 vigilantes y 2 ingenieros gerentes residentes de las plantas
- Anualidad SIGET: US$ 0.56/MWh
- Impuesto de la alcaldía: US$ 0.18 por millar de inversión.
- Matrícula de comercio: US$ 11.43 por cada US$ 100,000 de

activo hasta un techo máximo de US$ 11,428.57.

- Reserva legal: 7% de la utilidad antes de impuestos hasta un techo máximo del 20% del capital social.
- Incremento anual de los costos de operación y mantenimiento y gastos de administración: 5% (estimaciones basadas en la inflación anual promedio en el Salvador)
- Comisiones bancarias: a) Comisión de estructuración del 0.5% del monto total del préstamo, b) Comisión de suscripción de 0.7% del monto total del préstamo y c) Fideicomiso de US$ 15,000 por cada uno de los dos años de construcción del proyecto.
- Los intereses durante la construcción se han calculado como el 8% (tasa de interés del préstamo) de los saldos desembolsados por el banco.
- Para el precio de venta de energía se ha considerado el precio promedio de energía autorizado por las compañías distribuidoras de los años 2008 a 2011, con un valor de US$ 146.70/MWh menos un 5.5% de descuento de dicha distribuidora, lo que resulta en un valor de US$ 138.63/MWh, (www.siget.gob.sv) con un incremento anual del 4% calculado en base a las variaciones del precio para el período antes mencionado.

MÉTODO DE COSTO DE GENERACIÓN

Un valor aproximado del costo de generación de energía hidroeléctrica convencional, anualizado para la vida útil, puede obtenerse del "costo de construcción por kWh" y del "factor de costo anual" como sigue.

Costo de generación (US$/kWh) = Costo de construcción por kWh X Factor de costo anual

$$\text{Costo de construcción por kWh (US\$/kWh)} = \frac{\text{Costo de construcción (US\$)}}{\text{Generación anual energía (kWh)}}$$

Factor anual de costo (α) = factor de recuperación capital (CFR) + Costo de operación y mantenimiento (OM)

Este costo de generación es comparado con la tarifa actual de electricidad para evaluar la solidez económica de un proyecto. El factor anual de costo es de 0.10 a 0.12.

.

$$\alpha = \text{CFR} + \text{OM} = \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + 0.03$$

En donde,

i: Tasa de interés

n: Vida útil (años) (energía hidroeléctrica: 50 años)

Relación de costo de operación a mantenimiento: 1 a 2% del costo de construcción.

Si i = 10% y la relación de costo de operación a mantenimiento es 1%, el factor anual de costo es como sigue.

$\alpha = 0.1009 + 0.01 = 0.11$

COSTO ANUAL

El costo anual de la energía hidroeléctrica se deriva de la siguiente ecuación.

$C = Ch \times \alpha$

En donde,

C : Costo anual (unidad monetaria)

Ch : Costo de construcción (unidad monetaria)

α : Factor anual de costo (relación del costo anual al costo de construcción).

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN

La escala de desarrollo se determina a partir de la descarga máxima de la planta y de la caída efectiva. Por lo tanto, deben hacerse estudios comparativos aplicando diferentes parámetros. Las siguientes alternativas son a menudo examinadas para posibles proyectos en un estudio de reconocimiento.

- Planes alternativos con diferentes ubicaciones de obra de toma y casa de máquinas (estudio de ruta del canal de agua).

- Planes alternativos con diferentes valores de descarga máxima de planta

Hay casos en los que se estudió el desvío de agua de un río adyacente.

MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN

La escala óptima de desarrollo es un plan que produce el valor máximo de B/C. Un plan de desarrollo que da el valor máximo de B/C es considerado como el plan óptimo cuando el énfasis es la eficiencia de la inversión de capital. El plan de desarrollo que produce el valor máximo para BC es considerado el plan óptimo cuando el énfasis es en el uso efectivo de recursos. Dado que el beneficio en kW es pequeño en el caso de una central de tipo de paso, en muchos casos un plan con el máximo valor de B/C y un plan con un mínimo costo de construcción por kW son idénticos. Por lo tanto, el plan con el mínimo costo de construcción por kWh es considerado como el plan óptimo. Sin embargo, en el caso de un sistema de energía aislado, el valor de B/C es utilizado para evaluación económica porque el beneficio en kW es una parte relativamente grande del beneficio total.

La Figura 30 muestra un ejemplo de estudio de optimización para un desarrollo de energía de tipo central de paso. En este caso, se concluyen que 3.0m^3/s es lo óptimo, basado en el resultado de estudios de valores de descarga máxima de planta en el rango entre 2.0m^3/s y 4.0m^3/s, en cuyo valor el costo de construcción por kWh se convierte en el menor.

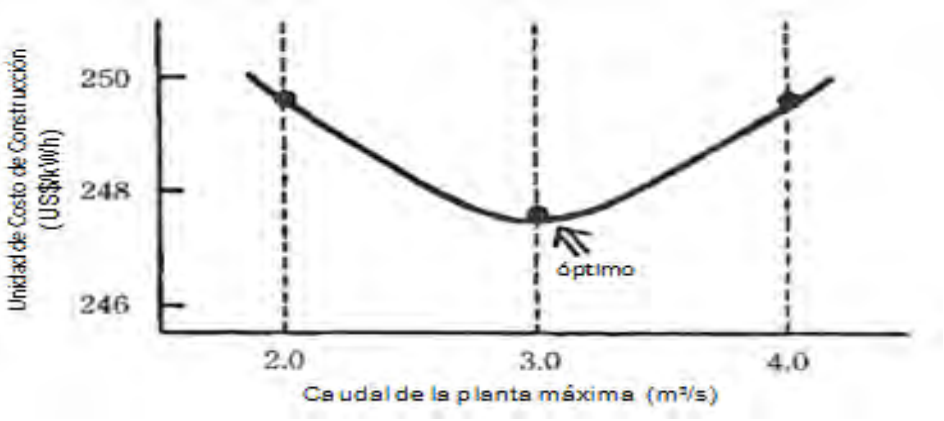


Figura 30 DETERMINACIÓN DE LA ESCALA ÓPTIMA DE DESARROLLO

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El impacto ambiental puede ser relativamente pequeño si el proyecto hidroeléctrico es relativamente pequeño, de unos 10MW o menos, y es del tipo central de paso. Aún en un proyecto así, el caudal del río se reduce entre la obra de toma y el canal de descarga de la casa de máquinas debido al desvío de agua a la planta de energía, y esto podría afectar a los peces, animales salvajes, vegetación,

manto freático, paisaje, etc. de esta sección del río.

Al promover un desarrollo hidroeléctrico, es necesario estudiar exhaustivamente, pronosticar y evaluar el impacto ambiental antes de su ejecución. También es necesario proporciona medidas apropiadas de conservación ambiental para las comunidades locales y promover el proyecto con el consenso y apoyo de los residentes locales. Las etapas de ejecución del proyecto correspondientes a las etapas de la evaluación de impacto ambiental son mostradas en la Tabla 12.

En la etapa inicial del proyecto, un estudio preliminar de impacto ambiental se efectúa para determinar las condiciones actuales de los ambientes completos naturales y sociales a través de documentos y reconocimiento de las ubicaciones. Desde la etapa del estudio de factibilidad hasta la etapa de diseño en detalle, un estudio y análisis detallado son efectuados para factores importantes de impacto ambiental y las medidas de conservación ambiental son diseñadas de acuerdo a esto.

Al finalizar la construcción, las condiciones ambientales actuales son verificadas por medio de monitoreo o análisis para confirmar que el proyecto tiene muy poco impacto sobre el medio ambiente. Donde sea necesario, las medidas ambientales implementadas son revisadas para ser mejoradas.

Tabla 12 ETAPAS DEL PROYECTO Y EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Etapas ejecución proyecto	Etapas práctica ambiental
Estudio reconocimiento	Evaluación ambiental preliminar
Estudio factibilidad	Examen ambiental inicial (IEE)
	Evaluación impacto ambiental (EIA)
Producción de plan ejecución (Diseño detallado incluido	Confirmación de medidas protectivas ambientales
Construcción	Implementación de medidas protectivas ambientales
Operación	Monitoreo ambiental

CAPÍTULO 4

Operación y Mantenimiento

En la operación y el mantenimiento de centrales hidroeléctricas, En este capítulo se describe los elementos esenciales para la operación, y el mantenimiento básico e inspección de los elementos para la infraestructura, instalaciones eléctricas, y equipos de comunicación. La operación y el mantenimiento deben llevarse a cabo basándose en la guía. (Fuente: "Guide Manual for Development Aid Program and Studies of Hydro Electric Power Projects": New Energy Foundation, Japan 1996)

El personal de operación y mantenimiento está obligado a cumplir con lo siguiente:

(1) Seguir las reglas de operación en todo momento. Operar y mantener todas las instalaciones de manera sistemática y eficiente. Hacer todos los esfuerzos para mejorar tanto las instalaciones como la habilidad de los operadores hacia el logro de una operación altamente eficiente.

(2) Estar totalmente familiarizado con la estructura y el funcionamiento de toda la infraestructura, instalaciones eléctricas, equipos de comunicación y otros equipos e instalaciones en la planta de energía hidroeléctrica. Estar preparados para implementar las medidas correctivas necesarias para evitar cualquier posible accidente.

(3) Estar constantemente al tanto de las condiciones de cada pieza del equipo, el dispositivo y la instalación. El jefe de operaciones debe reportar cualquier anomalía, interrupción o problema, que se encuentre y se observen. Cuando se requieran las medidas de emergencias relacionadas con la operación, proporcionar las contramedidas apropiadas tales como la remoción de la pieza (s) defectuosa o llevar a cabo la operación solución de problemas para restablecer la operación normal lo más pronto posible.

(4) Seguir las normas de seguridad en todo momento. Prevenir accidentes que pueden resultar en lesiones o muerte. Mejorar el equipo y las instalaciones según sea requerido.

La planta debe funcionar sobre la base del manual de operaciones, que especifica los procedimientos de operación durante el funcionamiento normal y las contramedidas necesarias en caso de cualquier anormalidad.

Los operadores están obligados a cumplir con lo siguiente:
- Estar constantemente al tanto de las condiciones del sistema de transmisión y de la carga dentro y fuera de la planta de energía con el fin de tomar medidas rápidas y apropiadas en respuesta a un accidente.
- Seguir las instrucciones del jefe de operaciones en todos los asuntos relacionados con la operación.
- Los operadores deben confirmar que el jefe de operaciones dio su visto bueno para los equipos.
- Comprobar todos los instrumentos relacionados, luces de señalización y los indicadores, tanto antes como después de operar todos y cada uno de los componentes.

(1) Precauciones durante la operación normal

Durante la operación, además de la supervisión de todos los instrumentos, las instalaciones de la central debe recorrerse por lo menos una vez al día.

A continuación se detallan los elementos claves de verificación durante la operación normal:
- Vibración o ruido anormal de los equipos
- Lubricante y los niveles de agua de refrigeración
- La temperatura de cada parte
- Indicación de instrumentos anormales
- Condiciones de carga del generador incluyendo el voltaje, corriente eléctrica, la producción, factor de potencia, etc.
- Rendimiento de los compresores y bombas de presión de aceite
- Anomalía de los equipos y otras instalaciones dentro y fuera de la planta

(2) Los puntos clave antes del arranque

1) Cuando se reinicia la turbina y el generador después de un largo período de inactividad debido a la inspección o reparación, se deberá conducir inspección visual, pruebas sencillas y mediciones para verificar la absorción de humedad en la bobina del generador, el óxido de los tubos de agua, el óxido en los cojinetes, los cambios químicos en las superficies de los cepillos, la intrusión de cuerpos extraños, y el cableado defectuoso durante la inspección o reparación mencionada.

Actividades principales:
- Medir la resistencia de aislamiento de cada circuito.
- Inspeccionar el estado de las escobillas.
- Revisar el nivel de aceite del cojinete y de fuga de aceite.
- Inspeccionar los equipos de refrigeración.

- Confirmar que los reguladores y otros componentes estén colocados correctamente.
- Inspeccionar la presión del aceite del sistema de suministro y los periféricos del regulador de velocidad.

2) En caso de un accidente debe detenerse automáticamente el generador para determinar la causa y reparar el defecto. Asegurar una recuperación completa. Reiniciar la operación.

(3) Los pasos claves para apagar/cerrar el sistema

- Cuando no estén conectados en paralelo, el disyuntor del generador se abre después de que la corriente principal se pone a cero.
- Al apagarlo, aplique el freno de aproximadamente un tercio de la velocidad nominal de rotación.
- Opere a baja rotación.
- Detenga el agua de refrigeración. Cierre de las persianas del ducto de aire del generador.
- Ronde la planta después del cierre.

LAS MEDIDAS CONTRA LOS RIESGOS

(1) Las Medidas contra inundaciones

Durante las inundaciones, se recomienda que el generador se detenga y que los alabes de entrada se cierren para evitar que los sedimentos y cualquier otro tipo de material entren en el canal.

(2) Las medidas contra terremotos

Dependiendo de la intensidad sísmica, un terremoto podría afectar negativamente las instalaciones de energía de toda la planta. Es, por tanto, necesario inspeccionar todos los componentes e instalaciones.

- Inspeccionar si hay grietas, roturas, inclinaciones y otros daños estructurales.
- Realizar una inspección general de todos los componentes eléctricos.
- Inspeccionar todas las instalaciones.

OTRAS PRECAUCIONES

Los fabricantes son los responsables de entregar los manuales de operación a los operadores, para que puedan llevar a cabo sus tareas de operación de una manera eficiente.

(1) Rango Operativo de la turbina

La operación se llevará a cabo dentro de un rango operativo en función de la descarga y el nivel de embalse. Cuando el nivel del agua o del embalse es extremadamente bajo, la operación debe ser detenida con el fin de evitar un desgaste innecesario del rodete.

Donde están varias unidades de generación instaladas, el número de unidades a ser operadas deben ser controladas dependiendo de la afluencia, especialmente para evitar el funcionamiento a bajo nivel de agua.

(2) Regulación de la carga durante la operación

En los países en desarrollo, la carga puede alcanzar lo máxima carga por la tarde. La carga también puede fluctuar significativamente durante este período. Es necesario, por tanto, controlar cuidadosamente el número de unidades para ser operadas correspondiente a la carga.

El manual de operaciones debe ser preparado entendiendo plenamente el papel de la central eléctrica en la distribución de carga (ajuste de la producción, carga base, etc.).

(3) Recuperación del sistema aislado

En un sistema de energía se recomienda que al iniciar la operación la carga sea en etapas. Si toda la carga se carga a la vez, el generador puede dispararse debido a la sobrecarga momentánea.

MANTENIMIENTO

Para un funcionamiento estable de la planta de energía hidroeléctrica y para evitar accidentes, es necesario para mantener correctamente la infraestructura e instalaciones eléctricas, mantener / restaurar su eficiencia en el desempeño y tratar de detectar anomalías en una etapa temprana.

Por tanto, es importante llevar a cabo rondas periódicas, inspecciones y mediciones de la infraestructura y equipos eléctricos. También es primordial que los resultados de estas inspecciones y mediciones se registren y almacenen en las formas especificadas. Estos registros se utilizan para determinar las tendencias y los patrones de funcionamiento de dicho equipo e instalaciones.

Se recomienda llevar a cabo las inspecciones periódicas de forma simultánea para los equipos e instalaciones que requieren que se apague la turbina / generador para minimizar el tiempo de desconexión.

- **INFRAESTRUCTURA**

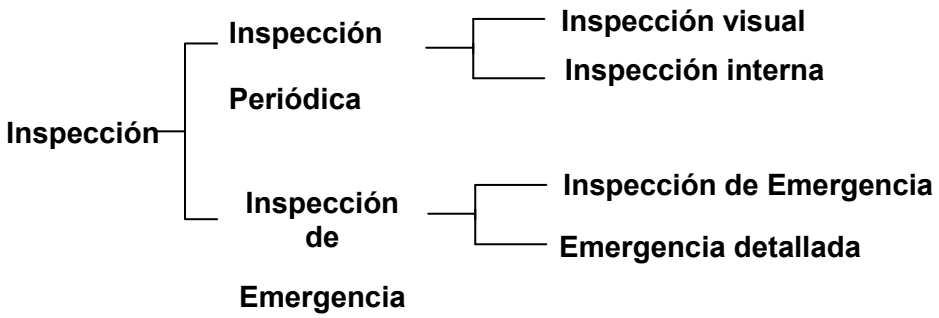
(1) Rondas

Las rondas se realizan para detectar anomalías en la infraestructura y para evaluar las condiciones del entorno. Se recomienda pre determinar la ruta de la ronda y llevarla a cabo una vez al mes.

(2) Inspección

La inspección de la infraestructura es generalmente clasificada de la siguiente forma:

Figura 31 CLASIFICACIÓN DE INSPECCIONES



La inspección visual se lleva a cabo aproximadamente una vez cada seis meses o cada año periódicamente para determinar las condiciones de la infraestructura, para detectar cualquier anomalía y para comprobar su rendimiento.
La inspección interna se lleva a cabo por el desagüe del canal, es recomendable una vez cada cinco años para inspeccionar la presencia de cualquier anormalidad del canal interior y observar las funciones del canal.

Inspecciones de emergencia son conducidas antes y después de terremotos, inundaciones, lluvias torrenciales, etc. según sea necesario. La Inspección detallada de emergencia se lleva a cabo cuando se considere necesario después de una ronda, inspección visual, inspección interior, o la inspección de emergencia.

La inspección visual se describe en la Tabla 13

(3) Mediciones

Las mediciones se llevan a cabo para determinar las condiciones actuales de la hidrología y meteorología, infraestructuras y otros equipos e instalaciones. La observación Hidrológica y meteorológica se lleva a cabo en el sitio de la central eléctrica. Los elementos de observación son el clima, las temperaturas ambiente (máximas y mínimas), humedad, precipitaciones, presión atmosférica, dirección del viento, velocidad del viento, etc.

Las mediciones para la infraestructura incluyen, el espesor de la cubierta de la tubería forzada y la cubierta del vertedero que se miden una vez cada diez años aproximadamente, la pintura: espesor de la cubierta también se mide aproximadamente una vez al año.

Elementos de las mediciones sobre el depósito y la regulación incluye estanque de sedimentación, la calidad del agua y el comportamiento de las laderas del valle.

Tabla 13 LOS PUNTOS DE INSPECCIÓN VISUAL DE LAS OBRAS CIVILES

COMPONENTES	INSTALACIONES	ELEMENTOS DE INSPECCIÓN
1. Presa de derivación	Presa Pendiente de la presa; estructuras anexas; -Otras instalaciones; Recolector de datos de las etapas del agua Valla de Seguridad Iluminación de las Instalaciones	·Daños por grieta en la superficie del dique ·Ubicación, volumen y turbidez de las fugas de agua ·Fugas de agua, grietas, colapso, deslizamiento de tierra, desgaste por fricción, etc. ·Daños por grietas, desplazamiento, etc. ·Daños, pérdidas, óxido, etc.
2. Tubería de conducción		
(1) Entrada	Obra de toma	·Daños, deformaciones, grietas, desgaste por fricción, etc. · Pantalla de Obstrucción
(2) Cuenca de Sedimentación	Cimiento periférico; Adicción interior;	·Condiciones de la cuenca de sedimentación ·Anormalidades y su estado
(3) Desarenador		·Colapso, deslizamiento de tierra, agua de manantial, etc. ·Fugas, agua de manantial, grietas, desgaste por fricción, deformación, sedimentación, Deterioro de la pintura, etc.
(4) Tanque de Presión	Cimiento periférico;	·Daño, deformación, grietas, abrasión, desgaste por fricción, etc. ·Colapso, deslizamiento de tierra, manantial de agua y otras anormalidades, y su estado
(5) Tubería forzada y vertedero	Tubería forzada de acero; Conducto de tubería forzada y vertedero;	·Daño, deformación, asentamiento, etc. ·Daño, deformación, vibración, fuga, deterioro de la pintura, etc., en la

		cubierta de la tubería. ·Daño, deformación, deterioro de la pintura y otras anormalidades, y su estado
(6) Casa de maquina	Cimiento periférico; Cimientos y las estructuras periféricas;	·Colapso, deslizamiento de tierra, manantial, etc. ·Deformaciones, grietas, manantial, etc.
(7) Canal de descarga	Estructura; Carretera de Acceso;	·Daño, deformación, grietas, abrasión, desgaste por fricción, etc. ·Colapso, deslizamiento de tierra, manantial, etc. ·Condiciones de la Superficie · Anomalías en el muro de contención, puente y otras estructuras, y su estado
3. Otras instalaciones	Pantalla; compuerta;	·Daño, deformación, fijación de tornillos sueltos, deterioros en la pintura, etc. ·Daño, deformación, etc., a la compuerta. ·Daños, deformación, abrasión, engrase, deterioros en la pintura, y otros daños a la compuerta y al montacargas ·Anormalidades y el estado de la terminal del tablero de conmutadores, cableado, interruptor electromagnético contacto auxiliar de rendimiento, resistencia de aislamiento, etc.
Rejillas	Auge de basura y rastrillo de basura	·Condición de los indicadores, interruptores, indicadores de cada componente ·Daños en el rastrillo y dispositivo de viaje, anormalidad de transporte, corrosión, deterioro de la capa de pintura , etc.

Fuente: “MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA”: FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

- **INSTALACIONES ELECTRO-MECÁNICAS**

(1) Rondas

El propósito de la ronda de inspección de la planta es para detectar anomalías y para comprobar el estado operativo de los componentes eléctricos en general. Los factores clave son la detección de ruidos extraños, olor y vibraciones.

La ronda de inspección se lleva a cabo diariamente en una ruta predeterminada.

(2) Inspección

En general, la inspección de las instalaciones electro-mecánicas se clasifican de la siguiente forman:

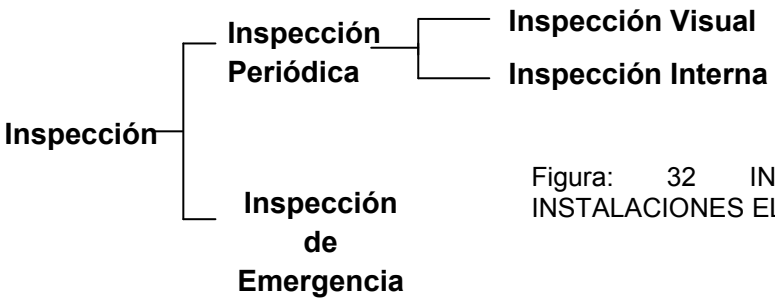


Figura: 32 INSPECCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELECTRO-MECÁNICAS

La inspección externa se lleva a cabo periódicamente, se recomienda una vez, cada uno a tres años. La turbina y el generador se apagan durante la inspección para detectar anomalías y para comprobar su rendimiento.

La inspección interna se lleva a cabo periódicamente, aproximadamente una vez cada cinco a diez años. La turbina y el generador son revisados, reparados y limpiados a fondo para recuperar su rendimiento.

La inspección de emergencia se lleva a cabo cuando hay una anomalía o problema en un componente eléctrico. La turbina y el generador se apagan durante la inspección.

Los componentes principales de inspección periódica de las instalaciones eléctricas se muestran en la Tabla 14

Tabla 14 LOS PUNTOS DE INSPECCIÓN DE INSTALACIONES ELECTRO-MECÁNICAS

COMPONENTE	INSPECCIÓN PERIÓDICA	
	INSPECCIÓN EXTERNA	**INSPECCIÓN INTERNA**
1. Turbina	Inspeccionar y medir a la abrasión, grietas, erosión y el óxido en el rodete, paletas de guía y carcasa interior. Mida la distancia entre el rodete y la brecha de paletas guía. Compruebe la calidad de lubricante de los cojinetes. *Hacer Pruebas: automático arranque/parada	Medir la pérdida de la abrasión en cada parte. Inspeccionar la zona de deslizamiento y el embalaje de los daños y grietas finas. (Revisión del cojinete) Medir el daño y la brecha en la superficie de deslizamiento. Calibrar la tubería de agua de refrigeración resistencia a la presión, termómetro e indicador de aceite. *Reemplazar las piezas desgastadas. *Hacer pruebas: rechazo de carga, medición de vibraciones, arranques/ paradas
	(Mecanismo) Inspeccionar si hay desgaste de piezas móviles, cables sueltos / palanca, y la revisión colador (Controlador) Inspeccionar las condiciones de la placa de circuito impreso y un transductor de posición. La resistencia de aislamiento.	(Revisar el mecanismo) Revisar parte móvil. Reemplazar las piezas desgastadas. *Probar: características y el rechazo de carga
2. Válvula de Entrada	(Válvula de entrada interna) Medir las fugas. Inspeccionar si hay desgaste y erosión. Medir el juego superficie de lámina. Inspeccionar las condiciones de indicador de posición.	(Revisar el Mecanismos de Operación) Inspeccionar para ver si hay daños en la parte móvil y en la zona de deslizamiento. (Revisar el cuerpo de la válvula) Inspeccionar si hay desgaste y erosión. Inspeccionar si hay daños en el embalaje y las condiciones de cierre. * Reemplazar las piezas desgastadas.

3. El suministro de aceite a presión y sistema de lubricación de aceite	(Desempeño) Medir el tiempo de carga de trabajo. Prueba de la calidad del aceite. (Filtración de Aceite) Probar la calidad del aceite.	(La presión del suministro de aceite y la revisión del sistema de lubricación de aceite) Inspeccionar si hay desgaste y daños a la parte interna de bienes muebles y el área de deslizamiento, y la resistencia de aislamiento del motor. (Prueba de Desempeño) Medir la descarga de la bomba y el volumen de alimentación grasa.
4. Abastecimiento de agua y sistema de drenaje	(Filtro de Revisión) Inspeccionar la abrasión y la erosión	(Revisar la Bomba) Inspeccionar si hay desgaste y daños a la parte interna de bienes muebles y el área de deslizamiento, y la resistencia de aislamiento del motor. (Prueba de Desempeño) Medir el abastecimiento de agua y el volumen de drenaje.
6. Sistema automático de control de la turbina	(Resultados de las pruebas de todos los relés)	
7. Generador	Inspeccionar por si hay terminales del circuito eléctrico, peladas o suelto de la bobina la abrasión, y el daño a anillos colectores, partes giratorios sueltos y oxidados. Medir la presión del cepillo de contacto y la resistencia de aislamiento de circuito eléctrico. (Sistema de Control) Inspeccionar si hay pérdida de la abrasión y el estado de funcionamiento. (Resistencia neutral de puesta a tierra) Medir la resistencia y la resistencia de aislamiento.	Inspeccionar si el centro del rotor esta flojo y la liquidación. Medida de deterioro. Inspeccione la cuña suelta, pinturas exfoliadas, y el óxido. (Sistema de control, el rumbo, y revisión de aire frío) * Medir el eje actual. * Probar característica del excitador

Fuente: "MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA": FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

- **REPUESTOS**

Las piezas de repuesto se guardan para llevar a cabo una reparación rápida de las anomalías y averías. La variedad y cantidad de estas piezas de repuesto se determina teniendo en cuenta la frecuencia de las averías, el período de fabricación y el nivel de importancia de las piezas. La ubicación de la bodega se determinara basada en la distancia de transporte y otras condiciones. La cantidad necesaria de insumos tales como escobillas y los fusibles se almacena por separado.

En la Tabla 15 se detalla un listado de ejemplos de posibles piezas de repuestos.

Tabla 15 EJEMPLOS DE POSIBLES PIEZAS DE REPUESTOS

COMPONENTE	NOMBRE DE LA PIEZA	CANTIDAD	COMENTARIO
Turbina			
Unidad principal	Cojinete Principal sellado de empaque Rodete punta de la boquilla Cubo	para 1 unidad para 1 unidad para 1 unidad para 1 unidad para 1 unidad	Durante las reparaciones, las partes dañadas se reparan y se almacenan como piezas auxiliares
Regulador	Placa de circuito Bobina móvil	1 Una placa 1 Una placa	
Sistema de lubricación de aceite	Lubricante de la Bomba Válvula de Seguridad Válvula reductora de presión	1 1 1	
Sistema de control automático	Solenoide para la válvula Electromagnética	1	
Generador	Estator de la bobina porta escobillas	5-10 para 1 unidad	

Excitador	Placa de circuito Campo de la bobina del interruptor Rectificador Semiconductor	1 placa 1 placa	
Transformador	Cojinete Tabla de explosión	para 1 fase 1	
Caja de cambio			
interruptor automático **interruptor automático**	Cojinete Contacto fijo / móvil Bobina de cambio Bobina de cambio	para 1 fase para 1 fase 1 placa 1 placa	No se almacena en caso de que exista en reserva en otra planta eléctrica
Otros			
Generador principal de circuitos	Transformador de corriente (según el modelo) Instrumento de transformación (por modelo)	1 placa 1 placa	No se almacena en caso de que exista en reserva en otra planta eléctrica

Fuente: “MANUAL DE GUÍA PARA PROGRAMAS DE AYUDA PARA EL DESARROLLO Y ESTUDIOS DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA”: FUNDACIÓN NEW ENERGY, JAPÓN 1996

CAPÍTULO 5

Estudio de campo y determinación del plan de desarrollo

Tomando de base los sitios potenciales que se encuentran en el plan maestro es necesario realizar estudios más detallados que el mapa topográfico utilizado, es sumamente importante hacer una visita de campo a cada sitio potencial propuesto y que se quiera desarrollar el proyecto; haciendo una topografía real para contrastarla con la tomada en el mapa con una escala de 1:50,000; ya que el estudio realizado no considera las condiciones geológicas instalaciones existentes y condiciones de carreteras de acceso son realizadas y revisadas en la visita de campo que se hace al sitio potencial que se quiere desarrollar .

ÁREA QUE RODEA A LA OBRA DE TOMA

(1) Topografía

Los mapas topográficos con una escala de 1:50,000 utilizados en el desarrollo del plan maestro de PCH no son de una precisión confiable. La topografía de la obra de toma debe ser confirmada en el sitio ya que lo mostrado en el mapa puede diferir de la situación actual.

(2) Geología

La geología del sitio de la obra de toma; río arriba y abajo de esta ubicación es evaluada en el sitio. La condición de la roca de fundación es confirmada a partir del afloramiento del lecho de roca para determinar tanto la idoneidad como ubicación para una presa; de ser necesario en ciertos casos se necesitara de perforaciones que determine el estado real del subsuelo cuando las cortinas de la presa asi lo requieran (va a depender del tamaño de la presa.

(3) Caudal del río

Se deben realizar los aforos necesarios en la obra de toma para tener certeza de los caudales de entrada y del caudal de diseño en un determinado proyecto.

CANAL DE CARGA

(1) Topografía

Los perfiles longitudinales y transversales de la ruta del canal de carga se obtienen basados en los mapas topográficos y la ruta aproximada es confirmada en el sitio. Para la ruta del canal abierto o tubería de conducción, la pendiente de las laderas es revisada en la ubicación para confirmar si un canal abierto es factible.

(2) Geología

La geología de la ruta propuesta del canal de carga es revisada por

afloramientos, vegetación y fallas por deslizamientos y pendientes.

TUBERÍA DE PRESIÓN

(1) Topografía

Los perfiles longitudinales y transversales de la ruta de la tubería de presión se obtienen basados en los mapas topográficos y la ruta aproximada es confirmada en el sitio. Cuando hay rutas alternas para la tubería de presión y la casa de máquinas, la topografía para estas alternativas también deben ser revisadas.

(2) Geología

La geología de la ruta propuesta para la tubería de presión es revisada por afloramientos; lo más probable es que sea necesario realizar perforaciones en los cambios drásticos de pendientes del terreno; también se considera la vegetación, fallas por deslizamientos y pendientes.

ÁREA DE LA CASA DE MÁQUINAS

(1) Topografía

La topografía es revisada en el sitio de la casa de máquinas para confirmar si el espacio requerido para ésta se encuentra disponible.

(2) Geología

La geología de la ubicación de la casa de máquinas y su área circundante es revisada en el sitio. La idoneidad de la roca de base del sitio de la casa de máquinas es determinada a partir de los afloramientos. Cuando no se miran afloramientos en la ubicación y hay un depósito grande en el lecho del río, la ubicación de la casa de máquinas debe ser cambiada a un sitio donde el lecho de roca pueda alcanzarse fácilmente.

(3) Condiciones en las riberas opuestas del canal de descarga y final del canal de rebalse.

El agua descargada de la planta de energía puede causar la erosión de la ribera opuesta. Por lo tanto, la topografía y geología deben ser investigadas.

ASUNTOS RELACIONADOS CON LA CONSTRUCCIÓN

(1) Condiciones de las carreteras hacia cada sitio

Dado que la disponibilidad de una carretera existente para la construcción tiene un efecto significativo sobre el costo de obra civil y programa de construcción del proyecto, las carreteras transitables existentes son revisadas en el sitio por medio de un mapa topográfico.

Otros

Es necesario revisar que no haya zonas de restricción ambiental en el área, tales como áreas de protección ambiental, parques naturales, reservas de vida silvestre, reservas forestales, patrimonios culturales y viviendas, granjas e instalaciones existentes que utilicen el agua en el área a ser afectada por la planta de energía.

DETERMINACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO

El plan de desarrollo es revisado basado en la información adquirida en la visita de campo y de desarrolla un estudio de pre-factibilidad. Como resultado de la revisión del plan de desarrollo preparado en el estudio de pre factibilidad, se juzga que el siguiente paso del estudio, o sea, el estudio de factibilidad, deben ser efectuados y se debe preparar un programa la el desarrollo

Cuando no hay estación de medición pluviométricas y/o meteorológica en la obra de toma o en una área adyacente, es esencial instalar una tan pronto como sea posible y comenzar a registrar los datos.

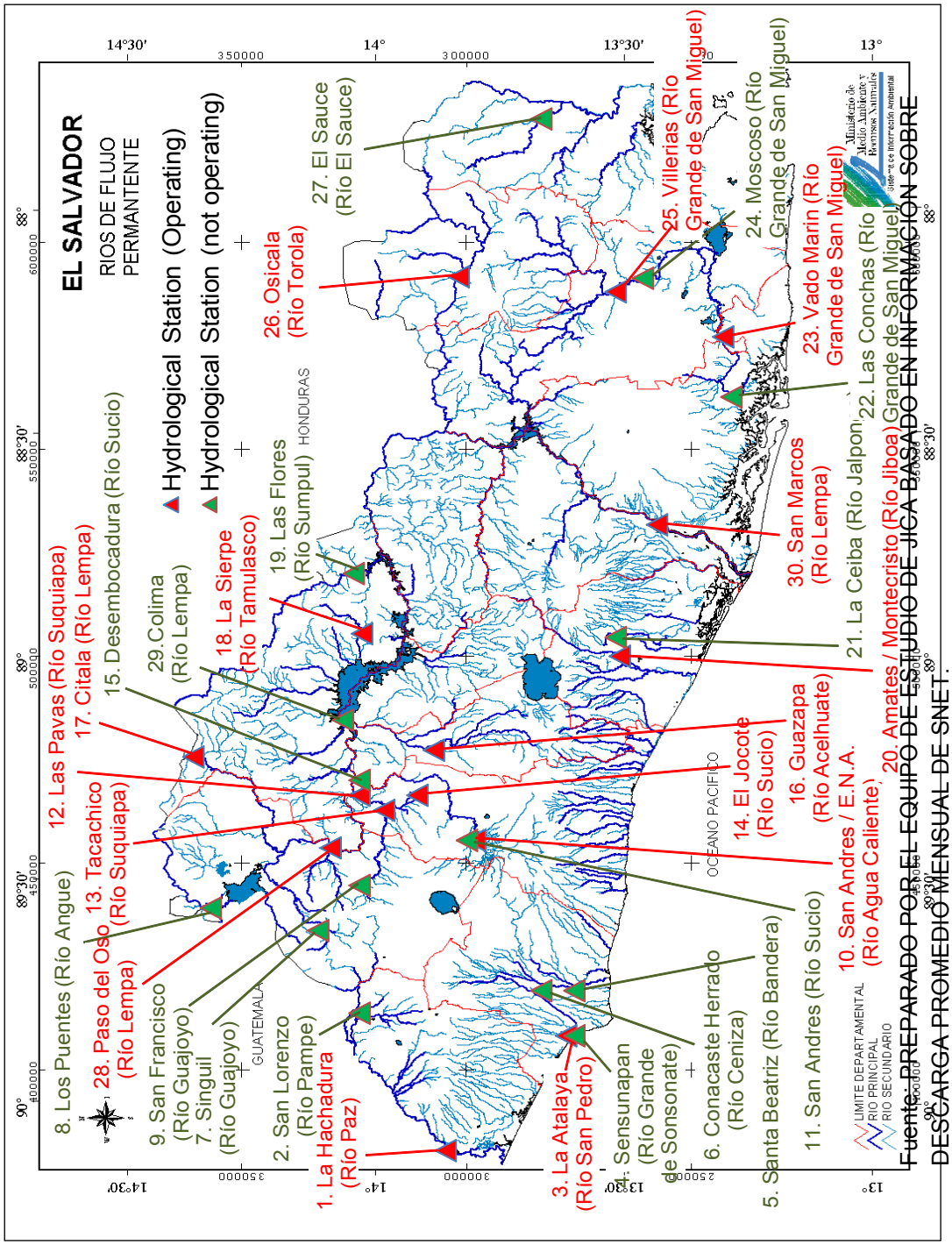
INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE OBSERVACIÓN HIDROLÓGICA POR TELEMETRÍA

En la Figura 33 se muestra un mapa de ubicación de las estaciones hidrológicas desarrollado por el SNET. La lista de estaciones hidrológicas y el período observado son mostrados en la Tabla 16. Desde 1985 a 1992, que fue el período de la guerra civil en El salvador, la mayoría de estaciones dejaron de registrar datos. Las ubicaciones de las estaciones hidrológicas se deben distribuir parcialmente. Las estaciones hidrológicas ubicadas en: la parte oriental del departamento de Ahuachapán parte sur del departamento de La Libertad, parte sur del departamento de San Salvador, parte nor-occidental del departamento de Chalatenango, parte norte del departamento de San Miguel, todas las áreas del departamento de Morazán y del departamento de La Unión no son suficientes para la recolección de datos hidrométricos.

Para la planificación de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas o de recursos hídricos, se requiere comprar sistemas de observación hidrológicos y meteorológicos a nivel nacional tan pronto como sea posible.

Un sistema automático de una estación para nivel del río con telemetría será adecuado para monitorear el caudal del río.

Figura 33 MAPA DE UBICACIÓN DE ESTACIONES HIDROLÓGICAS POR SNET



Fuente: PREPARADO POR EL EQUIPO DE ESTUDIO DE JICA BASADO EN INFORMACION SOBRE DESCARGA PROMEDIO MENSUAL DE SNET.

Tabla 16 ESTACIONES HIDROLÓGICAS Y PERÍODO OBSERVADO POR SNET

No.	Department Departmento	Basin Cuenca	River Río	Station Estacion	Latitude Latitud	Longitude Longitud	El. [m] Elevacion	C.A. [km^2] Area drenaje	Obs. Period Período de Observación
1	Ahuachapán	Paz	Paz	La Hachadura	13º51'34.3"	90º05'17.1"	30.16	1,991.0	Apr.62-Oct.85, Jun.93-
2	Ahuachapán	Paz	Pampe	San Lorenzo	14º02'	89º47'	507.53	351.2	Feb.60-Feb.85
3	Sonsonate	San Pedro	San Pedro	La Atalaya	13º37´	89º50´	3.20	102.2	Sep.68-Jun.88, Feb.90-
4	Sonsonate	Grande de Sonsonate	Grande de Sonsonate	Sensunapan	13º36´	89º50´	1.77	219.0	Jun.59-Oct.82
5	Sonsonate	Bandera	Bandera	Santa Beatriz	13º36´	89º44´	24.03	422.0	Jul.60-Jun.87
6	Sonsonate	Bandera	Ceniza	Conacaste Herrado	13º40´	89º44´	148.87	167.7	Feb.70-Sep.80, Jan.90-Oct.98
7	Santa Ana	Lempa	Guajoyo	Singuil	14º07´	89º36´	615.37	114.5	Jun.69-Oct.85
8	Santa Ana	Lempa	Angue	Los Puentes	14º20´	89º33´	427.21	587.4	May.59-Nov.85
9	Santa Ana	Lempa	Guajoyo	San Francisco	14º02´	89º30'	393.88	199.7	Apr.61-Nov.86
10	La Libertad	Lempa	Agua Caliente	San Andres / E.N.A.	13º49´	89º24´	445.02	112.6	Aug.65-Aug.91, Dec.81-
11	La Libertad	Lempa	Sucio	San Andres	13º48'	89º24'	440.85	379.2	Apr.59 -
12	La Libertad	Lempa	Suquiapa	Las Pavas	14º02´	89º18´	264.57	435.0	Oct.68-Sep.82, Mar.90-
13	La Libertad	Lempa	Suquiapa	Tacachico	13º59´	89º20´	288.24	308.0	Nov.60-Jul.87, Sep.02-
14	La Libertad	Lempa	Sucio	El Jocote	13º55'	89º18'	321.70	724.0	Feb.67-Abr.87, Aug.92-
15	San Salvador	Lempa	Sucio	Desembocadura	14º02´	89º16´	245.06	843.0	Apr.60-Aug.74
16	San Salvador	Lempa	Acelhuate	Guazapa	13º53´	89º12´	320.84	366.0	67-68, 74-84
17	Chalatenango	Lempa	Lempa	Citala	14º22.1'	89º12.9'	701.63	914.0	May.72-Oct.82, Jul.90-
18	Chalatenango	Lempa	Tamulasco	La Sierpe	14º01.7´	88º56.5´	344.18	74.0	May.74-Sep.85, Dec.93-
19	Chalatenango	Lempa	Sumpul	Las Flores	14º02.7'	88º48.5'	174.33	980.5	Sep.72-Apr.79, May.03-Apr.08
20	La Paz	Jiboa	Jiboa	Amates / Montecristo	13º30.5´	88º59.5´	68.21	426.0	Jun.59-Mar.77, Sep.77-Aug.86, Jan.93-
21	La Paz	Jalponga	Jalponga	La Ceiba	13º31´	88º57´	98.34	58.0	Jul.65-Sep.85
22	Usultán	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Las Conchas	13º17'	88º25'	7.47	2,238.0	Jul.63-Jan.82
23	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Vado Marin	13º18´	88º17´	19.78	1,900.0	May.59-Apr.81, Jun.93-99, Apr. 2006-
24	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Moscoso	13º27.7'	88º09.2'	76.02	1,074.0	May.64-Apr.81
25	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Villerias	13º31´	88º11´	87.43	910.0	70-79, 95-96, 2002-
26	Morazán	Lempa	Torola	Osicala	13º50'	88º09'	277.40	908.0	Jan.62-Apr.80, May.02-
27	La Unión	Goascoran	El Sauce	El Sauce	13º40'	87º48'	71.79	319.5	Nov.70-Feb.82, May.03-Nov.06
28	Santa Ana / Chalatenango	Lempa	Lempa	Paso del Oso	14º05.5´	89º25´	294.60	4,531.4	Feb.71-Oct.83, Mar.90-
29	Cuscatlan	Lempa	Lempa	Colima	14º04´	89º08´	218.58	7,342.9	May.61-Oct.76
30	Usultán / San Vicente	Lempa	Lempa	San Marcos	13º26´	88º42´	4.88	18,176.3	Dec.59-Oct.82

Year / Año

'59 '60 '61 '62 '63 '64 '65 '66 '67 '68 '69 '70 '71 '72 '73 '74 '75 '76 '77 '78 '79 '80 '81 '82 '83 '84 '85 '86 '87 '88 '89 '90 '91 '92 '93 '94 '95 '96 '97 '98 '99 '00 '01 '02 '03 '04 '05 '06 '07 '08 '09 '10 '11

Source: SNET.

Note: ● : Data available completely, △ : Data available partially.

MONITOREO AMBIENTAL

Después de la conclusión de la construcción de la PCH, las condiciones ambientales reales son revisadas a través de monitoreo o análisis ambiental para confirmar que el proyecto tenga poco impacto sobre el ambiente. Donde sea necesario, las medidas ambientales implementadas son revisadas para ser mejoradas.

El monitoreo del caudal de mantenimiento del río, el cual es efectuado midiendo la descarga río abajo de la obra de toma, se hace varias veces a lo largo del año, pues es requerido por el operador y por el MARN.

Lo siguiente es una propuesta para ser ejecutada y analizada durante la evaluación ambiental con relación a proyectos de desarrollo.

Proceso de ejecución

- En la etapa inicial del proyecto, se estudiara la necesidad de una evaluación ambiental.
- La evaluación ambiental será incluida en el estudio de factibilidad.
- Aquellos que serán afectados por el proyecto deberán estar involucrados en los procedimientos de evaluación tanto como sea posible.
- La evaluación ambiental se efectuará no solamente para indicar el impacto ambiental sino también para proponer medidas de mitigación y alternativas que controlen el impacto negativo.
- La evaluación ambiental incluirá el monitoreo tanto durante la construcción como durante la operación.

Puntos de evaluación

- Suelo y conservación del suelo (erosión, etc.)
- Zonas que enfrentan una deforestación.
- Bosque tropical y vegetación tropical
- Recursos hídricos
- Habitat valioso para la protección, conservación y uso continuo por los peces y recursos de visa silvestre
- Zonas de valor particular (histórico, arqueológico, cultural, estético y/o científico)
- Cuando la población o las actividades industriales estén concentradas y un desarrollo industrial o expansión urbana adicionales puedan causar problemas ambientales serios (especialmente para la calidad atmosférica y del agua)

Se ocuparon los estudios de pre-factibilidad existentes de algunos sitios de los proyectos potenciales y en los casos que no se contaban con estudios, se procedió con la actualización con las ecuaciones y graficas presentadas en el Figuras 24 a 29, dichas ecuaciones y graficas son basadas en índices y precios reales del mercado, obtenidos por medio de cotizaciones en 2011 a través de los diferentes proveedores. Para equipo electromecánico: 1) (**WKV WASSERKRAFT VOLK Compañía Alemana)** http://www.wkv-ag.com/, Richard Jakob Rjakob54@hotmail.com; 2) Para tuberías de conducción y forzadas (**OTK Flowtite empresa colombiana**) http://www.flowtite.com.co/ Sergio Llano Gutiérrez Sergio_llano@0-tek.com.co 3) Los costos civiles que son utilizados para elaborar los estudios de factibilidad y diseños básicos y de detalle la empresa **INGENDEHSA S.A. DE C.V. www.ingendehsa.com**, Ing. José Hermes Landaverde Hermeslandaverde@gmail.com, Tel: (503) 2273624; 4) **SUTRON company** que suministra equipos de Medición Meteorológicas y pluviométrica Sales@Sutron.com Raul Quivey (703) 4062801

ANEXOS

DIRECCIONES Y TELÉFONOS DE CONTACTO DE LA PRINCIPALES ORGANIZACIÓN (CNE, MARN SIGET, SNET, UT)

INSTITUCIÓN	TELÉFONO	DIRECCIÓN
CNE: Consejo Nacional de Energía	**(503) 22315843**	**Calle El Mirador Entre la 9ª y 11 Calle Poniente N 249, Col Escalón, San Salvador, El Salvador, Centro América.**
MARN: Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales	**(503) 22676276**	**Kilometro 5 ½ Carretera a Santa Tecla, Calle y Colonia Las Mercedes, Edificio MARN (Anexo al edificio ISTA) N 2, San Salvador, El Salvador, Centro América.**
SNET: Servicio Nacional de Estudios Metodológicos	**(503) 21329522**	**Kilometro 5 ½ Carretera a Nueva San salvador, Avenida Las Mercedes. San Salvador, El Salvador, Centro América.**
SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.	**(503) 22574438**	**Sexta Decima Calle Poniente y 37 Avenida Sur #2001, Colonia Flor Blanca, San Salvador, El Salvador, Centro América**
UT: Unidad De Transacciones S.A de C.V	**(503) 25217300**	**Kilometro 12/5 Carretera al Puerto de la Libertad, San Salvador, El Salvador, Centro América.**

FORMULARIO DEL MARN
019

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES
DIRECCION DE GESTIÓN AMBIENTAL
FORMULARIO AMBIENTAL

No. de entrada: _____
No. de salida: _____
No. base de datos: _____

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS, GEOTÉRMICOS E HIDROELÉCTRICOS Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A.- INFORMACION GENERAL

Información del (propietario) que propone la actividad, obra o proyecto, sea persona natural o jurídica, pública o privada anexar para personas jurídicas, fotocopia de la personería de la empresa y de la representación legal)

I.- DEL TITULAR (propietario)

DATOS PERSONALES

1. NOMBRE DEL TITULAR: _____ _____
2. DOCUMENTO UNICO DE IDENTIDAD (D.U.I.):_____
3. DOMICILIO PRINCIPAL. Calle/Avenida: _____ Número: _____
   Colonia: _____ Mpio/Dpto: _____
   Tel: _____ Fax: _____ Correo Electrónico:_____
4. DIRECCION PARA NOTIFICACIÓN Y/O CITACIÓN: _____
5. REPRESENTANTE LEGAL: _____

II.- IDENTIFICACIÓN, UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

1. NOMBRE DEL PROYECTO: _____

2. LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN FÍSICA DEL PROYECTO: **Deberá incluir mapa/ croquis, indicando linderos y colindantes**

Calle/Avenida : _____ Colonia/Cantón:_____
Municipio: _____ Departamento: _____

3. FORMA PARTE DE UN: (Sólo aplica para el Sector Público) [ ] Plan [ ] Programa [ ] Proyecto aislado
   Nombre del Plan/Programa: _____
4. Realizó Evaluación Ambiental Estratégica: [ ] Sí [ ] No
5. AMBITO DE ACCION:[ ] Urbano [ ] Rural [ ] Costero . Marino [ ] Area protegida
6. TIPO DE PROYECTO: [ ] Termoeléctrico [ ] Geotérmico [ ] Hidroeléctrico [ ] Líneas de Trasmisión [ ] Plantas de Distribución
7. NATURALEZA: [ ] Nuevo [ ] Ampliación [ ] Rehabilitación [ ] Mejoramiento [ ] Otro _____
8. TENENCIA DEL INMUEBLE: [ ] Propiedad [ ] Con opción a compra
9. DERECHOS DE SERVIDUMBRE: Sólo para líneas de trasmisión (Presentar certificaciones).

10. NECESIDAD DE REUBICAR PERSONAS: [ ] Sí [ ] No [ ] Permanente [ ] Transitoria

[ ] < 50 personas [ ] 50 a 100 personas [ ] > 100 personas

III. DE LAS CARACTERISTICAS ESPECÍFICAS DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

1. ESTADO DEL PROYECTO:[ ] Prefactibilidad [ ] Factibilidad [ ] Diseño Final

2. ETAPAS DE EJECUCION: [ ] Construcción [ ] Funcionamiento [ ] Mantenimiento [ ] Cierre

3. AREA: Total del terreno: _____ m2. Ocupada por el proyecto: _____m2

4. ACCESO AL PROYECTO: Distancia en kilómetros desde la carretera más cercana.

[ ] Requiere apertura de camino: [ ] Permanente [ ] Temporal _____ kms.

[ ] Por camino de tierra _____ kms. [ ] Por carretera asfaltada _____ kms.

[ ] Por agua _____ kms [ ] Otros. Especifique: _____ kms

5. TIPO DE PROYECTO DE GENERACIÓN: Marque el que corresponda

Termoeléctricos: [ ] Turbinas a gas [ ] Turbinas a vapor

[ ] De combustión [ ] De ciclo sencillo o combinado [ ] Combustión de carbón.

Geotérmicos: [ ] de vapor seco [ ] de vapor de primera y/o segunda generación [ ] Ciclo Binario.

Hidroeléctricos: [ ] de almacenamiento [ ] de caída

6. CAPACIDAD DE GENERACIÓN: [ ] mayor de 50 MW(e) [ ] De 3 a 50 MW(e) [ ] menor de 3MW(e)

7. COMBUSTIBLES UTILIZADOS: [ ] Sólido (carbón) [ ] Líquido (Diesel- Fuel Oil) [ ] Gas (natural o líquido)

8. ENUMERE OTROS INSUMOS A SER REQUERIDOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA:

INSUMOS	CANTIDAD/SEMANA O MES

9. DESCRIPCION DE LAS ACCIONES TIPICAS EN LAS ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

ETAPAS	ACCIONES TIPICAS (actividades)	VOLUMEN/ CANTIDAD
CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES DE EQUIPOS		
OPERACIÓN		
CIERRE		

10. SERVICIOS A SER REQUERIDOS DURANTE LA EJECUCION DEL PROYECTO

Recolección desechos sólidos (kg/día) _____ [ ] Alcantarillado pluvial (m. lineales) _____

Alcantarillado Sanitario (m. lineales) _____ [ ] Fuente de abastecimiento de agua: Especifique:

_____

11. RECURSO HUMANO. Detallar el número de personas que serán requeridas en las diferentes etapas

	CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN		CIERRE
Mano de obra requerida	PERMANENTE	TEMPORAL	PERMANENTE	TEMPORAL	TEMPORAL

12. ALTERNATIVAS Y TECNOLOGIAS

Se consideró o están consideradas alternativas de localización? Sí [ ] No [ ]

Si la respuesta es afirmativa, indique cuales y porqué fueron desestimadas las otras alternativas:

_____

13. SE CONSIDERÓ EL USO DE TECNOLOGÍAS Y PROCESOS ALTERNATIVOS? Sí [ ] No [ ]

Si la respuesta es afirmativa, indique cuales y porqué fueron desestimadas las otras alternativas:

_____

_____

IV. DE LA DESCRIPCION DEL AREA DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO. Definir las características ambientales básicas del área a ser ocupada por el proyecto.

1. DESCRIPCION DEL RELIEVE Y PENDIENTES DEL TERRENO:

[ ] Plano a Ondulado [ ] Quebrado [ ] Muy Accidentado

2. DESCRIPCION CLIMATICA. Estación meteorológica más cercana al proyecto:_____

Precipitación anual prom. (mm.)_____ Temperatura prom. anual (ºC) _____

3. GRAN GRUPO Y CLASES DE SUELOS:_____

4. COBERTURA VEGETAL:

Vegetación predominante: [ ] Pastos [ ] Matorrales [ ] Arbustos [ ] Cultivo: _____

[ ] Bosque Ralo [ ] Bosque Denso

Especies vegetales y animales predominantes: _____

_____

5. EN EL AREA DEL PROYECTO SE ENCUENTRAN: [ ] Ríos [ ] Manantial [ ] Escuelas

[ ] Industrias [ ] Áreas Protegidas [ ] Lugares turísticos [ ] Sitios valor cultural

[`] Centros Poblados [ ] Hospitales

Nombrar las que han sido marcadas: _____

_____

6. EL AREA DEL PROYECTO SE ENCUENTRA EN UNA ZONA SUSCEPTIBLE A:

[ ] Sismos [ ] Inundaciones [ ] Erosión [ ] Hundimiento [ ] Deslizamientos [ ] Marejadas

V. ASPECTOS DE LOS MEDIOS FÍSICO, BIOLÓGICO Y SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL QUE PODRIAN SER AFECTADOS POR LA EJECUCIÓN DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO.

Marque con una X los recursos a ser afectados en cada una de las etapas que comprende la ejecución del proyecto

ETAPAS	RECURSOS					CUANTIFICACIÓN	
	SUELOS	AGUA	VEGETACIÓN	FAUNA	AIRE	m_2	kms
CONSTRUCCIÓN							
OPERACIÓN							
CIERRE							

V.1 INDIQUE SI. AFECTARÁ MONUMENTOS NATURALES, VALORES CULTURALES O EL PAISAJE:_____

_____

VI. IDENTIFICACIÓN DE LOS POSIBLES IMPACTOS CAUSADOS POR LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO.

Indique los posibles impactos causados por la ejecución de las diferentes actividades de cada etapa,

IMPACTOS POTENCIALES	DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS	ORIGEN	CANTIDAD ESTIMADA	SITIO DE DISPOSICION MEDIO RECEPTOR
SUELOS				
AGUAS				
VEGETACIÓN				
FAUNA				
AIRE				
MEDIO SOCIO ECONÓMICO				

VI.1 POSIBLES ACCIDENTES, RIESGOS Y CONTINGENCIAS

INDIQUE LOS POSIBLES ACCIDENTES, RIESGOS Y CONTINGENCIAS QUE PUEDAN OCASIONARSE EN LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROYECTO (construcción, funcionamiento o cierre)

VII. MARCO LEGAL APLICABLE (A nivel Nacional, Sectorial y Municipal)

NOTA: En caso de existir en el marco legal (Nacional, Sectorial y Municipal), una norma que prohíba expresamente la ejecución de la actividad, obra o proyecto en el área propuesta, la tramitación realizada ante éste Ministerio quedará sin efecto

DECLARACION JURADA

El suscrito _____ en calidad de titular del proyecto, doy fe de la veracidad de la información detallada en el presente documento, cumpliendo con los requisitos de ley exigidos, razón por la cual asumo la responsabilidad consecuente derivada de esta declaración, que tiene calidad de declaración jurada.

Lugar y fecha: _____

_____ _____

Nombre del titular (propietario) Firma del titular (propietario)

La presente no tiene validez sin nombre y firma del titular (propietario).

SOLO PARA USO OFICIAL: MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

DIRECCIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL

I. ANALISIS AMBIENTAL

A. LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA EN EL FORMULARIO AMBIENTAL ES:

A.1 CANTIDAD DE INFORMACIÓN: [ ] COMPLETA [ ] INCOMPLETA

A.2 CALIDAD DE LA INFORMACIÓN: [ ] BUENA [ ] REGULAR [ ] INCOMPLETA

B. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN TÉCNICA AL SITIO DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

Se deberán indicar los posibles efectos generados por las actividades de cada etapa, así como las medidas ambientales previsibles para prevenirlos, atenuarlos, corregirlos o compensarlos.

ETAPAS	ACCIONES TÍPICAS actividades	DESCRIPCIÓN /MÉTODO	EFECTOS POTENCIALES (Positivos y Negativos)	MEDIDAS AMBIENTALES PREVISIBLES
Construcción (Incluye preparación del sitio)				
Operación				

C. DICTÁMEN TÉCNICO

FECHA: / / TÉCNICO RESPONSABLE DE LA DIRECCIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL

018-Formulario PCH-1 SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

FORMULARIO –CH-1

SOLICITUD DE CONCESION PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

De conformidad con el artículo 5 de la Ley General de Electricidad la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y geotérmicos requerirá de concesión otorgada por la SIGET.

Indicación general:

- Todas las fotocopias que se solicitan, deberán estar debidamente autenticadas por un notario.
- El presente formulario es una guía de la información y documentación que debe ser parte de la Solicitud de Concesión.

I. INFORMACION DEL SOLICITANTE

1. Nombre del solicitante y en su caso, del Representante Legal o Apoderado:

_____

2. Nombre de la persona que espera firmar el contrato de concesión.

2.1. Sociedad: _____

2.2. Representante Legal: _____

2.3. Persona natural: _____

3. Número de Identificación:

4. Número de Identificación Tributaria:

5. Domicilio: _____

6. Teléfonos: _____

7. Fax: _____

8. Correo Electrónico: _____

9. DOCUMENTOS A ANEXAR

a) Escritura de Constitución de la Sociedad debidamente registrada y autenticada u otro documento autentico que pruebe la existencia de la referida entidad.

b) Documentación que acredite la personería del que actúa por otro.

c) Copia autenticada de las matrículas de comercio y de establecimiento vigentes.

d) Fotocopia del Documento Único de Identidad (DUI) del solicitante, Representante Legal o Apoderado.

10. Designación del lugar para recibir notificaciones.

II. DATOS DEL PROYECTO:

El solicitante deberá presentar en un documento anexo a la solicitud, la siguiente información con la descripción Técnica-Económica del Proyecto, la cual formará parte del contrato de concesión, que se denominara *Documento Técnico-Económico del Proyecto*, y su contenido será:

1. Nombre del Proyecto:
2. Ubicación geográfica:
    - 2.1. Cantón (Caserío)
    - 2.2. Municipio
    - 2.3. Río:
    - 2.4. Departamento

Adjuntar en hoja aparte mapa en escala 1:25,000 y croquis del perfil señalando la ubicación aproximada de las instalaciones más importantes del proyecto, tales como: Área de captación del agua para el proyecto, ubicación de la casa de máquina, etc.

- Derivación del Río
- Tipo de presa a instalar (embalse, filo de agua, etc)
- Ubicación del Dique
- Ubicación de la casa de maquinas
- Trazo general de la Cuenca del río.

3. Utilización o destino que se dará a la energía eléctrica:
4. Evaluación del recurso:
    - 4.1. Caudal medio anual a utilizar en el proyecto (valor medio ± incerteza porcentual), aportes del río principal y los afluentes.
    - 4.2. Caídas bruta y neta, en metros.
    - 4.3. Comportamiento anual de la disponibilidad del recurso.
    - 4.4. Tipo de Almacenamiento: Con Almacenamiento o Sin Almacenamiento
5. Características generales de las obras o diseño conceptual de las obras (De conformidad con los datos del proyecto publicados por MARN):

Item	Dimensiones	Costo aproximado
Área de la cuenca (m_2)		
Altura bruta de agua (m)		
Estanque de captación		

Item	Dimensiones	Costo aproximado
Dique		
Canal abierto		
Tubería forzada		
Casa Máquinas		

6. Características generales del sistema de generación (De conformidad con los datos del proyecto publicados por el MARN):

Descripción	TURBINA	GENERADOR	TRANSFORMADOR	PLANTA
Modelo y tipo				
Capacidad nominal de Potencia (kW)				
Eficiencia (%)				
Caudal de agua (m3/s) (promedio anual)				
Voltaje de generación (Volts)				
Voltaje de Distribución (Transmisión) (Volts)				
Factor de carga asumido				
Energía generada al año (kWh)				

7. Características generales de cualesquiera facilidades de transformación y/o distribución de la energía eléctrica existente en el área del proyecto de generación.

8. Informe sobre la Capacidad técnica y financiera del solicitante para la construcción y operación del proyecto hidráulico:

8.1. REQUISITOS SOBRE LA CAPACIDAD TECNICA:

Los requisitos técnicos comprenden las siguientes categorías. Naturaleza compatible del solicitante y capacidad técnica para la construcción y operación del proyecto en términos de disponibilidad de conocimientos o experiencia, infraestructura y personal; y capacidad para atender los compromisos asociados del proyecto.

8.1.1. Naturaleza de la actividad principal de la firma.

Naturaleza de las actividades realizadas por el solicitante. Los solicitantes deberán describir con suficiente detalle la naturaleza de la actividad económica principal a la cual se dedican o de todas sus actividades en conjunto, a efecto de demostrar que dicha naturaleza es compatible con las actividades objeto de la concesión.

8.1.2. Capacidad Técnica para la construcción y operación del proyecto

La entidad deberá presentar las informaciones que muestran la Capacidad Técnica necesaria para la Ejecución de la Concesión en sus fases de Construcción, Operación Permanente y Abandono del Proyecto

8.2. Financiera

8.2.1. REQUISITOS SOBRE LA CAPACIDAD FINANCIERA

El solicitante deberá mostrar que posee capacidad financiera necesaria para la ejecución de todas las actividades de la concesión, a través de la siguiente información a ser presentada.

8.2.1.1. Estimativo de costos y programa de desembolsos

Deberá presentarse el estimativo de costos y programa de desembolsos de las inversiones en la construcción del proyecto correspondientes al programa técnico propuesto y el correspondiente análisis financiero con los indicadores de TIR, VAN, B/C y Tiempo de Recuperación de Capital.

8.2.1.2. Estados Financieros

- Las personas naturales, deberán presentar copia de las declaración de la renta y/o constancia de ingresos percibidos de los dos últimos años.
- Las personas jurídicas deberán presentar los estados financieros, certificados por contador independiente, correspondientes a los dos últimos años.
- Balances generales: Deberán presentarse de acuerdo a la estructura siguiente:

ACTIVO	PASIVO
☑ Circulante (de mayor a menor liquidez)	☑ Circulante
☑ Fijo	☑ A largo plazo
☑ Otros activos	☑ Otros pasivos
☑ Diferido	☑ Diferido
☑ Capital líquido	

8.2.1.3. Financiamiento

Deberá presentar una descripción de cómo proyecta obtener el financiamiento necesario para la construcción del proyecto. Deberá anexar constancias de intención de financiamiento de las instituciones bancarias u organismos que ofrecen el mismo.

9. Plazos dentro de los cuales se iniciarían y concluirían las obras e instalaciones.

9.1. Estudio final de ingeniería

9.2. Inicio de los trabajos de campo

9.3. Entrada en operación comercial

9.4. Agregar en hoja aparte cronograma detallado de las actividades del proyecto. El cronograma debe incluir la realización del estudio final de ingeniería, el financiamiento del proyecto y la construcción.

10. La administración del proyecto estará a cargo de:

10.1. Fase construcción:_____

10.2. Fase Operación:_____

11. Descripción y Estatus de los derechos, permisos, inmuebles y servidumbres requeridas:

12. Constancia sobre el derecho de uso o la propiedad de los terrenos en los cuales se emplazará la concesión hidráulica, En su caso, los interesados deberán anexar constancia extendida por el propietario de los terrenos declarando la factibilidad de su compra-venta o el permiso necesario para utilizar los terrenos como ubicación de la Central Hidroeléctrica en forma permanente, para la ejecución y operación del proyecto.

13. Copia autenticada del Permiso Ambiental y Estudio de Impacto Ambiental

14. Cualquier otra información que el solicitante considere necesario.

III. CONDICIONES ESPECIALES DE LA FUTURA CONTRATA DE CONCESIÓN QUE EL SOLICITANTE ACEPTA MEDIANTE LA DECLARACIÓN JURADA ANEXA:

La contrata a ser suscrita entre la SIGET y el solicitante incluirá al menos las disposiciones que se detallan a continuación:

a) Salvo caso fortuito o fuerza mayor, si transcurrido el plazo establecido en el numeral 9.1.3 , a partir de la firma del contrato de concesión, el proyecto no entrare en operación comercial, la concesión se extinguirá sin responsabilidad para la SIGET.

b) La concesión se otorgará en forma permanente a partir de la fecha de suscripción del contrato respectivo. Sin embargo, la misma podrá ser objeto de renuncia o extinguirse al ocurrir cualesquiera de las correspondientes causales señaladas en la sección III del capítulo II del Reglamento de la Ley General de Electricidad; también podrá ser transferida conforme lo establecen los Arts. 46 al 50 de dicho Reglamento.

c) La entidad concesionaria deberá generar energía eléctrica (según lo establecido en numeral 4 con o sin almacenamiento) sin la obligación de responder a las demandas de carga del sistema y entregando la energía que la hidrología del río “nombre del Río” y afluentes aguas arriba del dique le permitan generar dependiendo del caudal en las diferentes épocas del año.

d) Estarán excluidos de la concesión cualesquiera otros aprovechamientos del recurso hidráulico ajenos a la generación de energía eléctrica. La entidad concesionaria tampoco tendrá derecho a compensaciones con motivo de otros usos o aprovechamientos autorizados por el Estado u otras autoridades competentes, aguas arriba o abajo del complejo hidroeléctrico, siempre que tales usos o aprovechamientos no reduzcan de manera sensible la calidad ni los caudales en los cauces naturales de los ríos utilizados en la concesión.

e) La concesionaria se deberá sujetar a las normas y medidas preventivas de protección ambiental; en salvaguarda de los siguientes objetivos prioritarios: la seguridad de las personas y bienes situados en las cercanías del río utilizado en la concesión; la detección, alerta y previsiones de control ante crecidas de dicho río y sus afluentes utilizados; la disponibilidad de agua para

consumo humano y animal, usos domésticos y riego de terrenos ribereños; así como la coordinación de las operaciones de mantenimiento con otros generadores situados sobre el mismo río.

f) La concesionaria asumirá la concesión por su propia cuenta y riesgo; asimismo, se obligará a realizar todas las tareas de control establecidas por la SIGET en el contrato en materia de seguridad y conservación del complejo hidroeléctrico y a poner a disposición de la SIGET la información que requiera sobre la operación y estado de las instalaciones.

g) La concesionaria se obligará a cumplir los requerimientos mínimos establecidos para el proyecto por el Ministerio del Medio Ambiente y a mantener vigentes los permisos ambientales para la operación del proyecto.

h) El complejo hidroeléctrico estará sujeto a las inspecciones que decidan efectuar la SIGET, la autoridad ambiental y otras autoridades facultadas.

i) La concesionaria quedará obligada a pagar anualmente a la SIGET, la tasa por actualización del registro, en los términos establecidos en el Art. 7 de la Ley General de Electricidad.

j) La concesionaria, luego de terminar la construcción del proyecto deberá proporcionar a SIGET la ingeniería final utilizada en el mismo.

k) Los términos del contrato de concesión, con excepción del plazo, podrán ser modificados por acuerdo entre las partes y previa solicitud de la concesionaria, como lo establecen el artículo 23 de la Ley General de Electricidad y los artículos 51 al 54 del Reglamento de la misma. La SIGET podrá iniciar el procedimiento para la modificación de la concesión únicamente en los casos contemplados en el artículo 55 de la citada Ley. Si un participante desea mayor ampliación con respecto al contenido de un contrato de concesión, puede solicitar una copia del mismo al Registro adscrito a la SIGET.

Si una entidad participante desea mayor ampliación con respecto al contenido de un contrato de concesión, puede solicitar una copia certificada del mismo al Registro adscrito a la SIGET.

IV. DOCUMENTACIÓN ADICIONAL REQUERIDA PARA EL OTORGAMIENTO DE LA CONCESION:

Una vez que el solicitante sea declarado elegible por el otorgamiento de la concesión deberá presentar a la SIGET:

a. Autorización para firmar el contrato

b. Certificación de la entidad a ocuparse de la distribución, sobre la viabilidad de la interconexión a la red eléctrica.

c. Copia Autenticada de la aprobación o carta de intención del financiamiento

V. DEFINICIONES

a. ***Área de emplazamiento de una concesión hidráulica****:* La franja de terreno alrededor del lecho del río, que se extiende desde el (o los) dique (s) de derivación del agua hasta la zona de descarga de la turbina. En una central hidráulica de gran tamaño, el área del embalse desde sus puntos de captación hasta la zona de descarga de la turbina.

b. ***Complejo Hidroeléctrico***. Conjunto funcional integrado por el embalse (si existe), presa, diques, desarenadores, canales, tuberías, túneles, cámaras de carga, casa de máquinas con sus equipos turbogeneradores e instalaciones principales y auxiliares, así como por todos los bienes, instalaciones y obras periféricas.

c. ***Diseño conceptual.*** El diseño inicial general, sin detalles constructivos, usualmente asociado a un estudio de factibilidad, en el cual las especificaciones técnicas tienen la finalidad de constituir el marco de referencia de los diseños finales, siendo a la vez suficientemente indicativas de las eficiencias y costos a obtener. El marco técnico general dentro del cual se efectuarán las actividades.

d. ***Diseño constructivo*.** El diseño final de máximo detalle con especificaciones técnicas y planos constructivos de todas y cada una de las actividades del proyecto, usualmente empleado en las licitaciones y contrataciones de las obras y equipamientos.

e. ***Ingeniería final.*** El conjunto de documentos y planos conteniendo las especificaciones, normas, estándares y diseños constructivos.

f. ***Proceso de otorgamiento de la concesión.*** El proceso completo que incluye las fases de i) estudios iniciales y tramitación de la solicitud de concesión; ii) contrata de la concesión.

g. ***Recurso hidráulico objeto de concesión.*** Las porciones de caudal de agua provenientes del río principal, sobre cuyo curso se ubicará la centran generadora, y de los ríos afluentes situados en el área de emplazamiento de la concesión.

VI. ANEXO

DECLARACION ESPECIAL

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, cuando lo estime conveniente o necesario, podrá requerir la información y/o documentación adicional que estime necesaria para una adecuada evaluación de la solicitud de concesión y el solicitante estará obligado a suministrarla, so pena de declarar inadmisible tal solicitud.

El solicitante, releva a la SIGET de cualquier responsabilidad en las decisiones que tome con respecto a su otorgamiento.

El suscrito garantiza que toda la información presentada en este documento es verdadera y autoriza a la SIGET a investigar por cualquier medio la certeza y exactitud de la misma.

En fe de todo lo expresado, firmo el presente documento en la ciudad de San Salvador, a los _____ días del mes de _____ del año 20xx.

_____

Nombre y firma del solicitante, Representante Legal o Apoderado

Nota: La firma del representante legal deberá ser autenticada por un notario.

www.cne.gob.sv.
Calle el Mirador y 9a Calle poniente N 249, Col. Escalon,
San Salvador, El Salvador.
Tel. (503) 2233 7900
Fax. (503) 2233 7950