

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Identificación, análisis de situación actual, y proyecciones financieras y de mercado para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo en el país de Guatemala.

Trabajo de graduación presentado por

Miguel Ángel Ortega Silva

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

Guatemala

2014

Identificación, análisis de situación actual, y proyecciones financieras y de mercado para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo en el país de Guatemala.

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Identificación, análisis de situación actual, y proyecciones financieras y de mercado para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo en el país de Guatemala.

Trabajo de graduación presentado por

Miguel Ángel Ortega Silva

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Civil

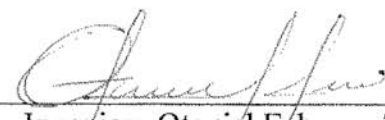
Guatemala

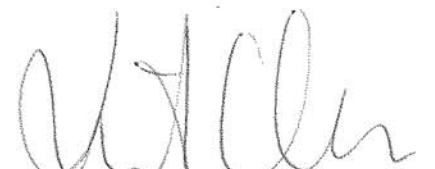
2014

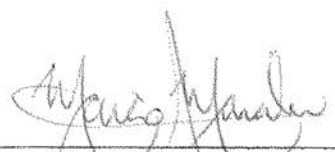
Vo.Bo. :

(f) 
Ingeniero Otoniel Echeverría

Tribunal examinador:

(f) 
Ingeniero Otoniel Echeverría

(f) 
Ingeniero Roberto Godo

(f) 
Doctor Marco Morales

Fecha de aprobación: Guatemala, 3 de diciembre de 2014

Prefacio

La idea de desarrollar esta tesis surge a inicios del año 2013, como una curiosidad, como una sugerencia, y se termina a finales de 2014, con menos curiosidad y mejor noción de la aplicación de los proyectos en el país.

Para la realización de este trabajo he contado con el apoyo de una gran cantidad de personas, que van desde familiares hasta catedráticos. En especial agradezco a mi padre Miguel Angel Ortega, por ser la inspiración de mí día a día, mi modelo a seguir. A su lado mi madre Ana María Silva, cuyo ejemplo y fortaleza me han dado infinitas razones de seguir, siendo ella un ejemplo incondicional. Poder contar con el apoyo siempre oportuno de mis hermanos y mi novia me ha dado fuerzas y un compromiso firme ante ellos para poder terminar y buscar siempre hacer el mejor trabajo posible.

Agradezco también al Ingeniero Otoniel Echeverría, mi asesor y la persona que ha estado dispuesta a ayudarme a continuar y seguir mejorando la calidad de mi trabajo a toda hora. Agradezco al Ingeniero Vinicio Robles, que conjunto con el Instituto Geográfico Nacional han donado valiosa información para el desarrollo del proyecto.

Agradezco por ultimo al Ingeniero, Raúl Aguilar, que conjunto con mi padre han motivado ese deseo de conocimiento y emprendimiento en mi persona. Agradezco a la empresa Consultora Centroamericana S.A. por sus aportes, sin los cuales no hubiera podido desarrollar este trabajo.

Índice

Prefacio	iv
Listado de gráficas	ix
Listado de figuras	x
Resumen	xii
I. Introducción.....	1
II. Objetivos	2
A. Objetivo general	2
B. Objetivos específicos.....	2
III. Justificación.....	3
IV. Marco teórico	4
A. Definición central reversible o de bombeo.....	4
1. Central hidroeléctrica reversible o de bombeo.....	4
B. Conceptos básicos del mercado energético	6
1. Precio de la oportunidad de la energía o precio spot.....	6
2. Precio de la potencia de punta.	6
C. Bandas horarias	6
D. Tipos de energía según su aportación a la demanda.....	6
1. Energía base	6
2. Energía de pico	7
3. Energía intermedia.....	8
E. El almacenamiento energético.....	8
1. Hidroelectricidad bombeada, o centrales hidroeléctricas reversibles.....	8
2. Almacenamiento en aire comprimido (CAES, en inglés).	8
3. Volantes de inercia o flywheels.	9
4. Baterías.	9

F.	Energía hidráulica	9
1.	Historia.	9
2.	Historia centrales hidroeléctricas reversibles	10
3.	Desarrollos en las tecnologías de bombas/turbinas.....	11
4.	Desarrollos en tecnologías de bombas/turbina de velocidad variable.....	12
5.	Tipos de centrales, hidroeléctricas reversibles.....	13
6.	Las centrales reversibles en el mundo.....	16
7.	¿Las centrales reversibles como una fuente?	17
8.	La necesidad de centrales hidroeléctricas reversibles.	17
9.	Desarrollo de tecnología.	17
10.	La energía hidroeléctrica como soporte a otras fuentes de generación.....	18
11.	Aspectos positivos y negativos de las centrales reversibles.	19
G.	Seguimiento de la curva de carga, regulación de frecuencia, reserva rodante y control de voltaje..	20
1.	Seguimiento de la curva de carga o balance energético.....	21
2.	Regulación de frecuencia.....	21
3.	Reserva rodante.....	22
4.	Control de voltaje.....	22
H.	Integración de las energías renovables con el sistema energético	23
1.	Fuentes energéticas con capacidad de despacho de potencia.....	23
2.	Energías con capacidad parcial de despacho de potencia.	23
I.	Obras de una central hidroeléctrica de bombeo.....	24
1.	Reservorios.	24
2.	Conductos hidráulicos u obras de conducción.....	25
J.	Conceptos básicos del diseño de centrales reversibles	27
1.	Caída o carga.	27
2.	Caudal o flujo.....	27

3.	Ciclo de eficiencia o eficiencia del proyecto.	27
K.	Otros aspectos importantes en el diseño de centrales reversibles o centrales de bombeo.	30
1.	Arreglo de las máquinas.....	30
2.	Pérdidas no hidráulicas en el sistema.....	32
3.	Consideraciones ambientales.	32
L.	Aspectos económicos de los proyectos reversibles	33
M.	Mercado energético Guatemala	33
1.	Precios de la energía y demanda.	33
2.	Situación del mercado eléctrico nacional.....	34
3.	Estructura del Subsector Eléctrico Nacional.....	34
4.	Marco regulatorio del subsector eléctrico Guatemalteco.....	35
5.	Proyección del crecimiento de la demanda.....	36
6.	Cobertura del Recurso Hídrico ante la Demanda de Energía.....	37
7.	Precio de oportunidad de la energía	38
8.	Precios por banda horaria.....	40
9.	Precio spot promedio año 2011-2013.	42
10.	Tipos de mercados de comercialización de la energía.....	43
11.	Plan de expansión del Sistema de Transporte y Costos de peaje de la energía	44
V.	Metodología.....	45
VI.	Resultados	46
A.	Identificación de sitios	46
1.	Lago de Atitlán.	46
2.	Laguna de Ayarza.	47
3.	Lago de Amatitlán.	47
4.	Sitios estudiados, pero descartados.....	47
B.	Visita de Sitios	47

1.	Laguna de Ayarza	48
2.	Lago de Atitlán	50
3.	Proyecto el Durazno, Amatitlán.....	51
C.	Diseño y resumen de sitios.....	52
1.	Diseño de obras.....	52
2.	Resumen de sitios.	57
D.	Proyecciones de mercado.....	72
1.	Estudio de condiciones actuales e históricas del precio de la energía (2005-2013).....	73
2.	Análisis de tendencias en los precios de la energía y el comportamiento del mercado.	74
3.	Toma de decisiones.....	76
E.	Estimación de presupuesto y análisis financiero	78
1.	Elaboración de presupuestos.....	78
2.	Resultados análisis financiero y de sensibilidad.	81
VII.	Discusión.....	84
VIII.	Conclusiones	89
IX.	Recomendaciones.....	90
X.	Bibliografía.....	91
XI.	Anexos	94
A.	Presupuestos	94
1.	Presupuesto proyecto Ayarza.....	94
2.	Presupuesto Proyecto Atitlán.....	96
3.	Presupuesto El Durazno.....	98
B.	Anexo B Planos conceptuales	100
XII.	Glosario	101

Listado de gráficas

Gráfica No. 1 Curva de demanda energética diaria por hora promedio 2013	5
Gráfica No. 2 Porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) cubierta con Hidro ..	38
Gráfica No. 3 Producción y demanda mensual sin Interconexión.....	38
Gráfica No. 4 Precio spot promedio anual	39
Gráfica No. 5 Precio de oportunidad de la energía.....	40
Gráfica No. 6 Precio spot y precio promedio por banda horaria	73
Gráfica No. 7 Precio Spot Promedio Anual (2005-2013).....	74
Gráfica No. 8 Variaciones porcentuales entre la diferencia del precio entre bandas valle y pico, y el porcentaje de esta diferencia con respecto al precio spot promedio.....	75
Gráfica No. 9 Tendencias en el precio Spot Promedio.....	76
Gráfica No. 10 Generación por tipo de combustible	76
Gráfica No. 11 Tendencias seleccionadas para incrementos en la energía.....	77
Gráfica No. 12 Proyección de precios de la energía y tendencia “linealizadas”	77
Gráfica No. 13 Escalonamiento de la energía	78
Gráfica No. 14 demanda máxima Diaria para el mes de mayo del 2014.....	85
Gráfica No. 15 Costos según rubro	86

Listado de figuras

Figura No. 1 Funcionamiento central típica de bombeo.....	4
Figura No. 2 Curva típica de demanda horaria.....	7
Figura No. 3 Madurez de las tecnologías de almacenamiento	9
Figura No. 4 Crecimiento en generación hidroeléctrica en el mundo 1965 a 2009.....	10
Figura No. 5 Crecimiento en los proyectos hidroeléctricos de bombeo, versus crecimiento en plantas nucleares.....	11
Figura No. 6 Central de bombeo convencional	14
Figura No. 7 Central con embalse en caverna.....	15
Figura No. 8 Central de bombeo de agua de mar	15
Figura No. 9 Costos de operación, mantenimiento y combustible	20
Figura No. 10 Ciclo de eficiencia de una central de bombeo.....	28
Figura No. 11 Eficiencia típica para turbinas según la variación con respecto a la altura de diseño.....	29
Figura No. 12 Eficiencia típica para turbinas según la variación con respecto al % de la potencia generada	30
Figura No. 13 Demanda histórica de potencia y energía del SNI.....	36
Figura No. 14 Proyección de la demanda del Sistema de Electrificación Nacional (SEN).....	37
Figura No. 15 Precios por banda horaria hasta el 2011	40
Figura No. 16 Precio spot y precio del barril de petróleo.....	42
Figura No. 17 Precio spot promedio mensual años 2011, 2012 y 2013	42
Figura No. 18 Plan de expansión del sistema de transporte 2018	44
Figura No. 19 Vista en Google Earth, sitio Lago de Atitlán	46
Figura No. 20 Material encontrado en los taludes excavados para los caminos aledaños al sitio de estudio	49
Figura No. 21 pendiente de los taludes de los caminos aledaños al sitio de estudio	49
Figura No. 22 Manto rocoso presente en la zona del embalse (vista camino).....	49
Figura No. 23 Manto rocoso presente en la zona del embalse (vista laguna).....	50
Figura No. 24 Mantos rocosos a la orilla del camino San Lucas Toliman a Santiago Atitlán.....	50
Figura No. 25 Sitio de estudio.....	51
Figura No. 26 Vista sitio el Durazno.....	52
Figura No. 27 Esquema de la sumergencia requerida para conductos presurizados (h_t representa s en la ecuación 6)	53
Figura No. 28 Pre dimensionamiento de túnel	54

Figura No. 29 Gráfica de aplicación de diferentes tipos de turbinas, bombas y bombas-turbina	55
Figura No. 30 Dimensiones principales turbo máquinas tipo Francis	56
Figura No. 31 Relación entre velocidad específica y coeficiente de cavitación.....	57
Figura No. 32 Proyecto Laguna de Ayarza	58
Figura No. 33 Sección típica embalse Proyecto Ayarza.....	59
Figura No. 34 Sitio de estudio proyecto Atitlán	63
Figura No. 35 Esquema embalse proyecto Atitlán	64
Figura No. 36 Sección típica de Túnel Proyecto Atitlán	65
Figura No. 37 Planta casa de máquinas Proyecto Atitlán.....	67
Figura No. 38 Sitio de estudio proyecto El Durazno.....	68
Figura No. 39 Topografía sitio El Durazno.....	69
Figura No. 40 Sección típica de Túnel Proyecto Atitlán	70
Figura No. 41 Planta casa de máquinas Proyecto el Durazno	72

Resumen

Guatemala es un país dependiente de la energía renovable, sin embargo y a pesar que tiene una cobertura mucho más grande que otros países en cuanto al porcentaje que representa la misma al mercado, también presenta una fuerte penetración de energías térmicas. La posible implementación de proyectos de bombeo en el país, ayudaría a mejorar y estabilizar el mercado energético en el país regulando la carga de oferta y mejorando así los precios. En el presente, se estudiaron tres sitios con el propósito de comprobar su factibilidad en el país. Análisis financieros demuestran que los mismos bajo condiciones simples actuales, no presentan una rentabilidad. Sin embargo estudios de los beneficios que podrían traer a la matriz energética, así como la posibilidad de utilizar modelos de mercado similares a los de países como Suiza, donde se compra energía base a países vecinos y se vende como energía pico, ayudaría a la rentabilidad de los proyectos y mejoraría la economía general del país.

A pesar que los proyectos son de consumo neto energético, la posibilidad de almacenar energía a gran escala y de regular la curva de oferta general del país en un solo sitio, presenta grandes beneficios inmediatos y a largo plazo para la economía e interés de grandes inversiones nacionales e internacionales.

I. Introducción

La necesidad de países de mercados pequeños de poder almacenar energía, cada vez es más evidente, cuando se analiza la matriz y el comportamiento del mercado energético del país, y se ve un uso de energías base o energías que deberían funcionar siempre, solo se utilizan para piquear, se comprueba esta teoría. Sin embargo implementar proyectos de bombeo en el país permitiría consumir la energía no demandada en horas no poco consumo y trasladarla a horas de alto consumo. En Guatemala existe poca información sobre sitios y estudios de este tipo de proyectos, por lo que con el siguiente se pretende determinar si en el país se logra una rentabilidad para estos proyectos o todavía el mercado tiene que cambiar para que estos sean atractivos financieramente.

Durante el presente trabajo, se identificaron 3 sitios principales y se estudió sus costos y su análisis financiero. La identificación de los proyectos se realizó usando mapas cartográficos de gran escala, y posterior se procedió a generar modelos conceptuales con topografía proyectada a menor escala. En base a estos se determinaron los costos de construcción de los mismos.

Por el tipo de mercado, es complicado realizar proyecciones del mismo, ya que este depende de la posible entrada de nuevos proyectos. Sin embargo la posible entrada de estos nuevos proyectos podría llegar a mejorar las condiciones presentes en el país para el desarrollo de proyectos de bombeo y aumentar la rentabilidad de los mismos, mejorando el mercado en general y disminuyendo el impacto de los nuevos proyectos.

A pesar de que inicialmente los proyectos parecieran no ser atractivos financieramente, la rentabilidad de los mismos podría mejorar considerando los beneficios que los proyectos aportan a la matriz. La posibilidad de realizar un trato cerrado con el regulador del mercado para estabilizar la curva de oferta y ofrecer los servicios que estos proyectos dan a la matriz, ayudaría de manera inmediata a la economía del país y al desarrollo del mismo.

II. Objetivos

A. Objetivo general

- Desarrollar un análisis de pre factibilidad de sitios óptimos para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de bombeo por medio de la identificación y desarrollo de varios modelos conceptuales.

B. Objetivos específicos

- Realizar una cartera de proyectos que describa los principales sitios para el desarrollo de centrales de bombeo en Guatemala.
- Proponer condiciones bajo las cuales los proyectos de bombeo serian factibles en Guatemala.
- Desarrollar modelos financieros para cada sitio identificado realizando también análisis de sensibilidad para cada opción.

III. Justificación

Guatemala es un país donde la demanda actual de energía es de 1588 MW, en hora pico, siendo la oferta de energía renovable (costo de combustible 0 ej. Agua, aire, sol, etc.) de solo 692MW, produciendo esto un déficit de 900 MW en hora pico. Este déficit se ve cubierto únicamente por la interconexión que tiene Guatemala - México, y los productores de energía por medio de combustión. El incremento de oferta en la banda de pico para el país significaría una disminución en los costos de la energía.

Es importante delimitar que estas obras son proyectos que no generan energía, sino consumen, pero ese diferencial es insensible si se logra generar en la hora pico, y consumir durante las horas de valle. Esto se debe a que el diferencial de precios que ocurre durante el día, donde los precios aumentan durante las horas pico, dado que en estas el mercado se ve obligado a recurrir a generación por medio de generadoras térmicas, que están sujetas al cambio de costos en el precio del diésel o petróleo.

La principal razón para que estos proyectos no hayan logrado su desarrollo como en otros países, es que no existe una base de mercado suficiente para poder respaldar los cambios de precios en épocas de verano. Es decir, el mercado no ha logrado el desarrollo necesario para que se marque un cambio de precios durante las diferentes bandas de generación del día, con lo cual no se han propiciado las condiciones necesarias para la factibilidad de estos proyectos.

Actualmente se han promovido los proyectos de generación energía renovable, implementado legislaciones que actúan en favor del desarrollo de estos proyectos. Para que Guatemala pueda verse beneficiado por estos proyectos, las legislaciones actuales deberán cambiarse. Sin embargo, es importante recalcar, que aunque esta no evolucione, se llegara a un punto de necesidad, donde los proyectos serán factibles debido al incremento en el precio de la energía.

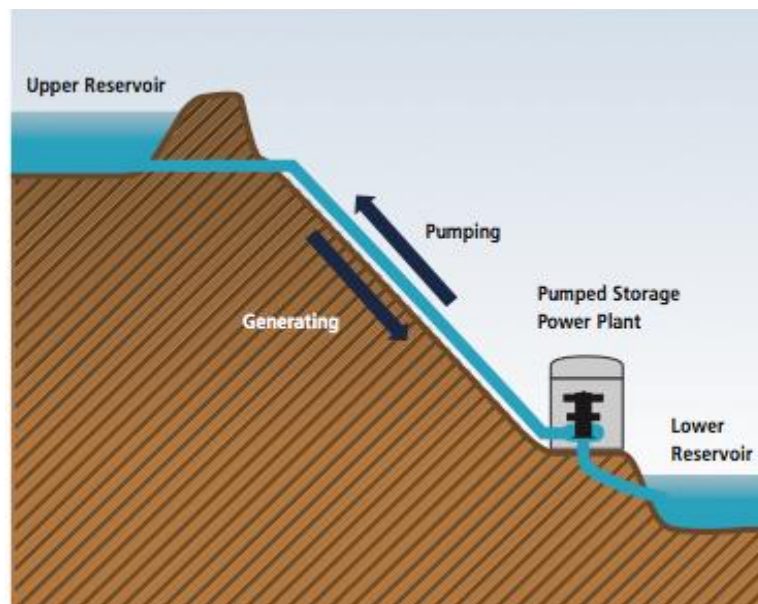
La posibilidad del uso de proyectos que actualmente se están elaborando y no generan energía en horas pico, podría ayudar a acortar la brecha que separa a estos proyectos con proyectos que se desarrollen en el país. La situación social actual en el país ha restringido de gran forma el crecimiento de proyectos Hidroeléctricos, por lo cual no se han logrado desarrollar proyectos de gran envergadura. La situación social, de no mejorar, ayudara a que el país no tenga entradas de energía verde eficaz para el mercado, creando así un déficit mayor del antes mencionado.

IV. Marco teórico

A. Definición central reversible o de bombeo

1. Central hidroeléctrica reversible o de bombeo. Son centrales que no representan una fuente energética, sino una fuente de almacenamiento energético. En este sistema el agua es bombeada desde un reservorio inferior hacia un reservorio superior, durante las horas fuera de la banda pico. Luego del almacenamiento, se libera el recurso del embalse superior hacia una turbina para utilizarla durante los tiempos que se necesita. La interacción entre las pérdidas en el bombeo y la generación, hacen que estas centrales sean de consumo y no de generación (Kumar, et al, 2011).

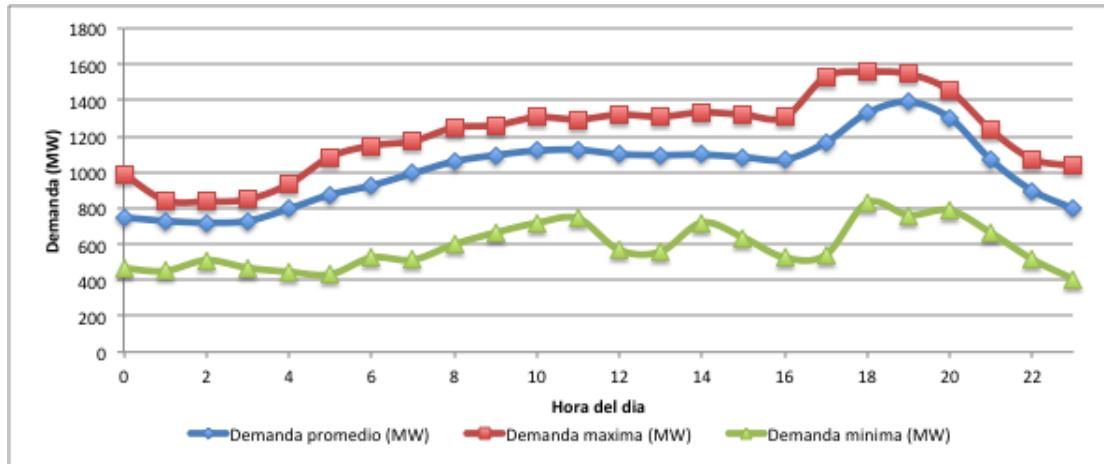
Figura No. 1 Funcionamiento central típica de bombeo



Fuente: Kumar, *et al*, 2011

Otra definición podría ser: es una planta hidroeléctrica que genera energía para suplir la demanda en horas pico, usando agua que fue bombeada a un reservorio superior previamente durante los periodos fuera de pico. Estas plantas fueron concebidas originalmente como plantas con un costo relativamente bajo, que convierten energía con baja remuneración, generada fuera de pico con motores térmicos o plantas nucleares en energía de alto valor. El cambio en el valor de la energía a lo largo del tiempo se debe a las diferentes demandas energéticas que se dan durante el día (ver Gráfica No.1 Curva de demanda energética diaria por hora promedio 2013).

Gráfica No. 1 Curva de demanda energética diaria por hora promedio 2013



Fuente: (AMM, 2013)

Matemáticamente, la energía necesaria para el bombeo y la energía generada se puede definir de la siguiente forma:

Para bombeo

$$E1 = \frac{\rho ghV}{3600 * \eta_B} \quad (1)$$

Donde:

ρ = densidad de un fluido (agua, densidad 1000 kg/m³)

g = gravedad (9.81 m/s²)

h = salto o caída neta (m)

V = Volumen de un fluido (m³)

η_B = Eficiencia de la bomba o turbina-bomba en modo de bombeo

$E1$ = energía necesaria para el bombeo de un volumen V de fluido durante 1 hora (MWh)

Para generación

$$E2 = \frac{\rho ghV * \eta_G}{3600} \quad (2)$$

Donde:

ρ = densidad de un fluido (agua, densidad 1000 kg/m³)

g = gravedad (9.81 m/s²)

h = salto o caída neta (m)

V = Volumen de un fluido (m³)

η_G = Eficiencia de la turbina o turbina-bomba en modo de generación

E = energía generada durante 1 hora debido al uso de un volumen V de fluido (MWh)

Usualmente la eficiencia entre el bombeo y la generación ($E_2/E_1 = \eta_G/\eta_B$) se encuentra en el rango de 70 a 80% (Kumar, 2009).

B. Conceptos básicos del mercado energético

1. Precio de la oportunidad de la energía o precio spot. Según el Artículo 1 del acuerdo Gubernativo No 69-2007, “es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, o en el periodo que defina La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho”.

2. Precio de la potencia de punta. Es el costo marginal de vender o suministrar potencia al Mercado Mayorista. (Gobierno de Guatemala, 1998).

C. Bandas horarias

Según el acuerdo Gubernativo número 299-98, “Reglamento del administrador del mercado mayorista” en el Artículo 87, describe que, existen tres bandas horarias, correspondientes a los periodos de máxima, media, y mínima demanda definidos por:

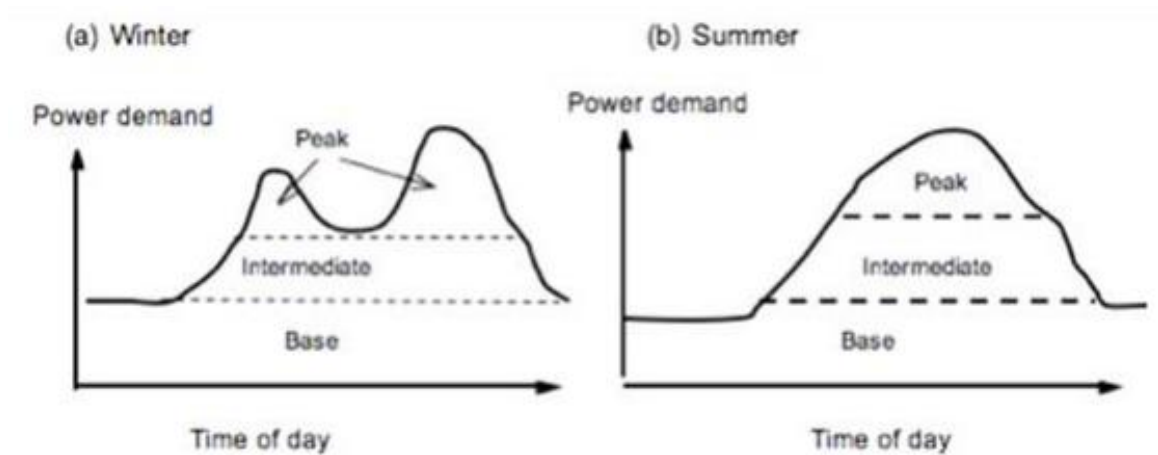
- i) Banda de punta o pico- periodo de máxima demanda: 18 a 22 horas
- ii) Banda Intermedia- periodo de demanda media: 06 a 18 horas
- iii) Banda de valle- periodo de demanda mínima: 22 a 06 horas

D. Tipos de energía según su aportación a la demanda

1. Energía base. La energía base es la, energía requerida para cubrir la demanda mínima eléctrica que se tendrá en un periodo de 24 horas. Las centrales generadoras de energía base son aquellas plantas que pueden generar energía durante todo el día para suplir la demanda. Este tipo de energía representa los cimientos de la idea de un sistema energético (Cordaro, 2008).

Una curva energética típica usualmente sigue un patrón, donde las horas iniciales y finales del día, se consideran como horas de base (ver Figura No. 3). En Guatemala como se observó en la Gráfica No. 1, la curva es usualmente más parecida a la curva “b”, que representa la curva verano en la Figura No. 2.

Figura No. 2 Curva típica de demanda horaria



Fuente: (Cordaro, 2008)

En la gráfica se observan tres bandas energéticas, la banda de base, la banda intermedia y la banda de pico. Todo sistema energético cuenta con estos tres tipos de energía. Las plantas energéticas que generan como base, son plantas que generan energía continua, confiable y eficiente con bajo costo de generación. Muchas veces presentan bajas eficiencias al bajar su potencia con respecto a la potencia máxima, además de esto son plantas con periodos largos de arranque y parada. Estas plantas usualmente generan energía a lo largo de todo el año exceptuando reparaciones y periodos programados para mantenimiento, lo que ayuda a que los costos se mantengan bajos, la oferta estable y los precios para las mismas relativamente atractivos a largo plazo (Cordaro, 2008).

Esta energía generalmente consiste en plantas nucleares (no aplica para Guatemala), y plantas de carbón. Otros aportes a la energía de base son las hidroeléctricas que no pueden regular su generación y las geotérmicas (Cordaro, 2008).

2. **Energía de pico.** La demanda de energía tiende a fluctuar durante el día, la semana o la temporada. Esta también se ve afectada por una serie de parámetros como el clima, la ubicación, la contaminación, etc. La energía de pico consiste en energía que se consume durante las horas de mayor demanda. Esta energía utiliza plantas energéticas que pueden ser activadas rápidamente, respondiendo así de manera efectiva a los cambios en el mercado. Estas plantas generalmente son más pequeñas que las plantas de energía base operando además solo un 10 a 15% del tiempo. (Cordaro, 2008)

Entre las plantas que usualmente se consideran como plantas de generación en pico están: plantas de diesel, turbinas de gas, plantas de vapor, centrales hidroeléctricas reversibles, plantas de gas comprimida y plantas convencionales hidroeléctricas donde la descarga puede ser almacenada y utilizada según lo requiera la demanda. (Jog, 2009).

3. **Energía intermedia.** La energía intermedia es la energía que cubre la brecha entre la energía de pico y la energía base. Usualmente esta energía genera entre un 30% y 60% del tiempo operando. Usualmente estas plantas tienen mayores costos de construcción que las plantas de energía en pico, pero mantienen una rentabilidad al operar durante más tiempo y de manera más eficiente. (Cordaro, 2008)

Entre las centrales que usualmente representan esta categoría, están las plantas de vapor, y las plantas de gas/vapor. (Jog, 2009)

E. El almacenamiento energético

La energía eléctrica como tal, presenta una gran dificultad para su almacenamiento. Esto genera grandes dificultades y desafíos para el mercado, ya que no siempre se consume la energía en el momento en que se genera (Martínez, 2011). Sin embargo el almacenamiento energético si es posible, ya sea de manera química o de manera física. El almacenamiento químico corresponde a la energía que se podrá guardar en enlaces moleculares, y el almacenamiento físico, consiste en energía potencial o térmica (Valdovinos, Otarola, 2008).

Algunos de los principales métodos de almacenamiento energético de manera física son:

1. **Hidroelectricidad bombeada, o centrales hidroeléctricas reversibles.** Este sistema de almacenaje, consiste en bombear agua desde un depósito inferior hasta uno ubicado a una altura mayor, almacenando así energía en forma de energía potencial. Al dejar fluir el agua, esta baja y gracias a la gravedad de la tierra y la masa del agua, al pasar por una turbina se genera electricidad. Esta energía es utilizada en todo el mundo para suavizar la carga de generación diaria, utilizando los excedentes energéticos de las horas de valle, para así durante las horas de mayor demanda o pico poder utilizar esta energía. Los sistemas de almacenamiento por bombeo, llegan a tener eficiencias en el rango de 72% a 81% (Valdovinos, Otorola, 2008).

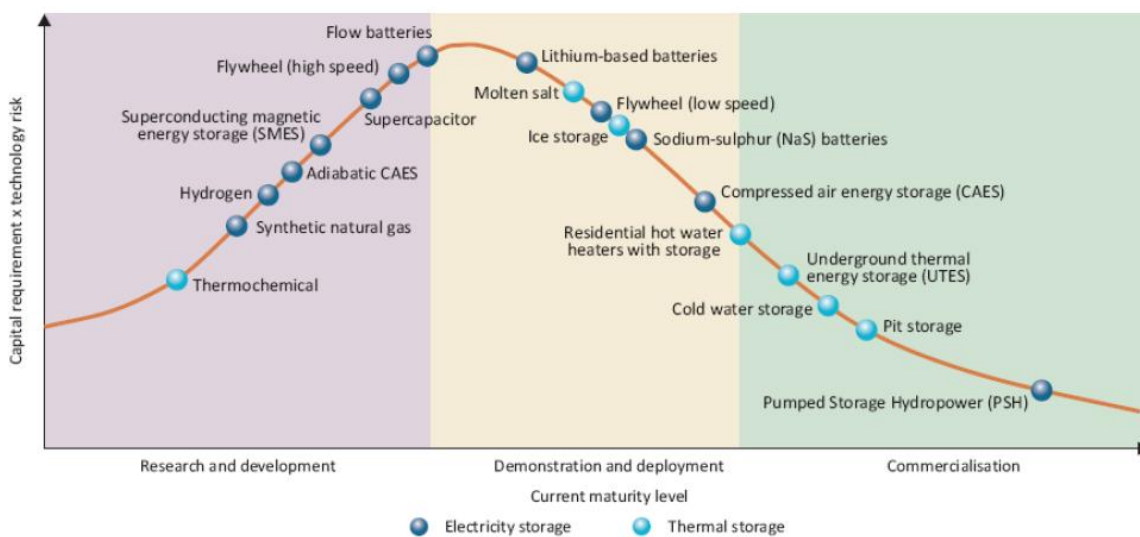
2. **Almacenamiento en aire comprimido (CAES, en inglés).** Este sistema consiste en la inyección de aire a presión, en cavernas que han sido adecuadamente seleccionadas para poder cumplir con este fin. Posteriormente el aire se expande y se pasa por un recuperador, donde este se calienta para luego pasar por una cámara de combustión y finalmente generar electricidad utilizando una turbina de gas. Este sistema no ha sido totalmente desarrollado ni empleado alrededor del mundo, principalmente debido a que su baja eficiencia no lo permite ser rentable. (Martínez, 2011).

3. **Volantes de inercia o flywheels.** Este sistema consiste en una masa cilíndrica que almacena energía cinética, girando a grandes velocidades. Este sistema es altamente complejo, ya que requiere de avanzadas tecnologías como cojinetes magnéticos para disminuir el rozamiento, o entornos con condiciones cercanas al vacío. Estos sistemas han sido utilizados para operación cíclica repetitiva, integración de energías renovables en sistemas pequeños y soportes de tensión en sistemas ferroviarios (Martinez, 2011).

4. **Baterías.** Este sistema utiliza reacciones químicas entre dos o más células electrónicas que permiten el flujo de electrones. Las baterías más comunes son las baterías de litio, de sodio-sulfuro y de plomo-acido (Martinez, 2011).

Adicionalmente existen otros métodos distintos, como el almacenamiento de energía eléctrica usando súper capacitores y métodos térmicos de almacenamiento de energía. Sin embargo y como se observa en la Figura No.3, el almacenamiento de energía mediante bombeo es una de las más avanzadas y seguras en cuanto al almacenamiento se refiere (International Energy Agency (eia), 2014).

Figura No. 3 Madurez de las tecnologías de almacenamiento



Fuente: International Energy Agency (eia), 2014

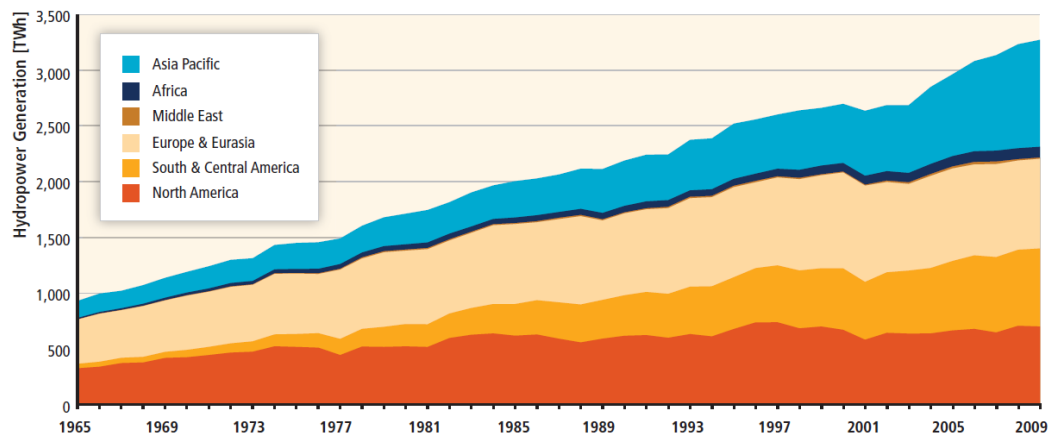
F. Energía hidráulica

1. **Historia.** Las hidroeléctricas han sido utilizadas a lo largo de la historia, la capacidad del agua y la gravedad de manera conjunta de generar energía, ha sido aprovechada desde los Griegos. Estos utilizaban ruedas para moler trigo y formar harina hace más de 2000 años. Durante los años 1700, la energía hidráulica fue utilizada para molienda y bombeo. Entre los años 1700 y 1800, las turbinas de agua empezaron a ser desarrolladas. Ya en el año de 1870, se instaló la primera central hidroeléctrica en Cragside, Rothbury, Inglaterra (Kumar *et al*, 2011).

El uso industrial de la energía hidroeléctrica inicio en 1880, en Grand Rapids, Michigan, Estados Unidos, donde se instaló un dinamo impulsado por una turbina de agua. En 1881, un dinamo conectado a una turbina se utilizaba para generar energía para un molino y las calles en las Cataratas del Niágara en New York, Estados Unidos. La primera central de generación hidroeléctrica como tal, se dio en Appleton, Wisconsin, E.E.U.U, donde una turbina fue acoplada a un generador eléctrico (Kumar *et al*, 2011).

Actualmente alrededor del mundo la energía hidroeléctrica ha sido desarrollada de ser plantas de unos pocos Megawatts, hasta alcanzar grandes potencias instaladas en una sola planta. Por ejemplo la planta de Itaipu, en Brazil, con una potencia instalada de 14,000 MW, y la planta de las Tres Gargantas, en China, con una potencia instalada de 22,400MW. Ambas plantas producen entre 80 y 100 TeraWatts/año. Es importante resaltar que no existen dos plantas iguales, ya que cada una posee condiciones especiales y es diseñada para las mismas. En la siguiente figura se puede observar cómo ha ido en aumento la generación hidroeléctrica en el mundo de los años 1965 a 2009 (Kumar *et al*, 20011).

Figura No. 4 Crecimiento en generación hidroeléctrica en el mundo 1965 a 2009

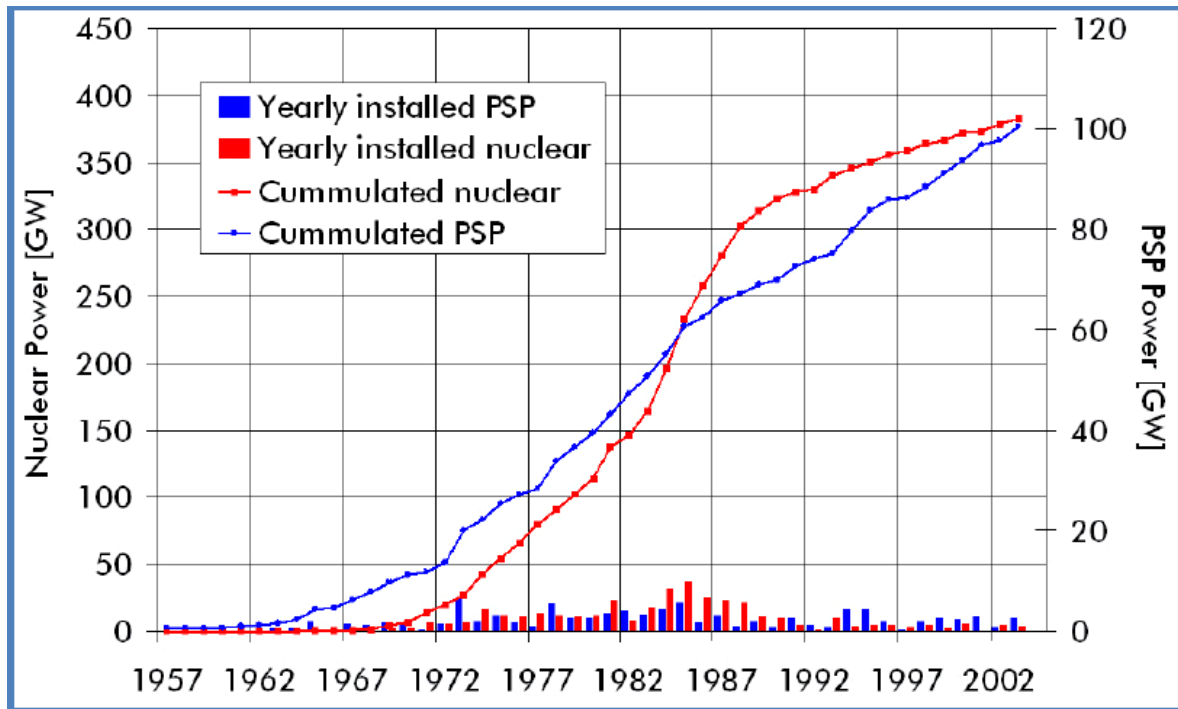


Fuente: Kumar *et al*, 20011

2. Historia centrales hidroeléctricas reversibles. Las primeras plantas de bombeo en el mundo aparecieron en los Alpes de Suiza, Austria e Italia en los años 1890. Los primeros diseños usaban sistemas separados para el bombeo y para la generación. Desde los años 1950, el diseño utilizando bombas-turbina, ha sido el diseño dominante. El desarrollo de plantas de bombeo o reversibles estuvo estancado hasta los años de 1960, cuando las utilidades en muchos empezaron a aumentar, debido a un incremento en el uso de plantas nucleares (ver Figura No. 5 “Crecimiento en los proyectos hidroeléctricos de bombeo, vs crecimiento en plantas nucleares”), proveyendo así un complemento a la energía nuclear para generación en bandas pico (Yang, 2011).

En los años de 1990 el desarrollo de plantas de bombeo descendió significativamente. Los factores que contribuyeron a este decaimiento fueron variados, pero entre los principales se encontraban el bajo precio del gas natural, preocupaciones por el impacto ambiental de los proyectos y el hecho que durante los años de 1990 muchos países comenzaron a separar la generación con la transmisión (Yang, 2011).

Figura No. 5 Crecimiento en los proyectos hidroeléctricos de bombeo, versus crecimiento en plantas nucleares



Fuente: NHA, 2012.

Dado que la naturaleza de las plantas reversibles cae entre una zona gris entre lo que es infraestructura de generación e infraestructura de transmisión, porque no son plantas que tengan un balance de generación positivo (consumen), usualmente no califican como plantas de generación. A pesar que las plantas reversibles usualmente prestan servicios claves a la matriz energética como balance de oferta y demanda y servicios arancelarios, además de reducir la necesidad de mejoras en las líneas de transmisión, estas centrales no califican como infraestructura de transmisión. Por ejemplo en Estados Unidos, permisos fueron negados a plantas de bombeo para ser catalogados como infraestructura de transmisión. Sin embargo en China, estas centrales son consideradas como infraestructura de transmisión, mejorando así el retorno que estos proyectos presentan al permitirles recuperar costos a través del cobro de tarifas por transmisión (Yang, 2011).

3. **Desarrollos en las tecnologías de bombas/turbinas.** Hasta los años de 1950 había un progreso lento en el desarrollo de tecnologías para los proyectos de bombeo. Se conocía que una máquina síncrona podía hacerse rotar en dos direcciones, de bombeo y de generación, revirtiendo dos de las tres fases eléctricas de la máquina. Sin embargo no es sencillo el diseño de una máquina hidráulica capaz de

trabajar eficientemente a una velocidad común. Al inicio se especuló que una maquina Francis podría ser una maquina capaz de adaptarse a las condiciones requeridas, sin embargo también se planteó que existía un límite de 25 MW para el diseño de las mismas, luego en la presa Hiwassee iba a ser probada esta teoría (MWH, 2009).

Ya los desarrollos hidroeléctricos de bombeo tenían cierto historial en Europa, donde utilizando sistemas separados de motor para bomba y generador para turbina o una turbina y una bomba conectada a un rotor único. Sin embargo estos desarrollos implicaban altos costos de equipamiento y obra civil, por lo que desarrollos de nuevas tecnologías eran imprescindibles (MWH, 2009).

La presa de Hiwassee era una central hidroeléctrica ubicada en North Carolina, la presa y la planta fue construida entre 1936 y 1940. Con una función inicial de evitar inundaciones y generar energía, la primera turbina entro en operaciones en 1940. Dos máquinas Francis de 57.6 MW fueron instaladas. A finales de la década de 1940, se empezaron estudios para instalar una nueva unidad de generación, y estos estudios dictaminaron que esta nueva unidad podría ser una bomba/turbina. La bomba turbina, fue diseñada y construida con una capacidad de 59.5 MW y fue puesta en operación de 1956 (MWH, 2009).

La unidad dos instalada en Hiwassee, fue la primer bomba/turbina instalada con el propósito de almacenar energía. El aporte único que tuvo esta planta fue que probó que mecánicamente una bomba/turbina podía ser acoplada a un motor/generador. Este avance tecnológico fue una revolución para este tipo de centrales. La reducción de costos en el equipamiento debido a que solo se necesitaba una unidad fue la principal ventaja de este desarrollo (MWH, 2009).

El diseño de bombas/turbina operando a una solo velocidad, representa un compromiso entre el bombeo y generación eficiente. El resultado de esto es que se tiene un rango de alturas limitado para mantener eficiencias altas. Dado que se desea tener ciclos de eficiencia altos, el diseño del equipo cae en un rango limitado de trabajo. Además, con una turbina de velocidad fija, solo se logra regular la frecuencia en el sistema en el modo de generación (MWH, 2009).

4. Desarrollos en tecnologías de bombas/turbina de velocidad variable. Antes de pensar en una tecnología de velocidad variable, se logró desarrollar un motor-generador síncrono, de dos velocidades. Ya en la década de los 80's, otros desarrollos tecnológicos en el área de la electrónica, permitió el diseño de máquinas de medio voltaje con velocidades ajustables. Los primeros desarrollos de la tecnología se dieron en Japón, utilizando predominantemente la tecnología de cicloconvertidores (MWH, 2009).

En el proyecto Goldisthal en Alemania, las máquinas con velocidad variable o regulable pueden ser manejadas desde 45 MW hasta 265 MW, mientras las máquinas síncronas que poseen en la planta solo

pueden ser reguladas en el rango de 100 MW a 265 MW. La compañía Kansai Electric Company en Japón, reporta que sus máquinas de velocidad ajustable en la planta Ohkawachi son usadas para mantener la frecuencia y otras características del sistema. Esta compañía realizó un experimento comparando la efectividad de una máquina de velocidad variable vs. una máquina de combustión. Los resultados demostraron que la turbina había podido mantener su frecuencia un 99.9% del tiempo, mientras la máquina de combustión solo un 96.8 por ciento del tiempo (MWH, 2009).

La habilidad de una máquina de velocidad ajustable en una central de bombeo es poder cambiar la velocidad del rotor a través de la corriente y frecuencia del rotor, permitiendo así mantener energía almacenada en la inercia rotacional y que esta sea absorbida por el motor/generador. De esta forma estabilizar de manera instantánea los cambios en las frecuencias y potencias en el sistema. De esta manera las turbinas de velocidad variable podrían observar los cambios producidos por sistemas con alta penetración de energía eólica (MWH, 2009).

5. Tipos de centrales, hidroeléctricas reversibles. Las centrales hidroeléctricas pueden ser clasificadas de varias formas, las dos formas más comunes son: (1) según su tipo y capacidad de almacenamiento; y (2) según la entrada y salida de recurso en el sistema (Jog, 2009).

Según su tipo y capacidad de almacenamiento las centrales pueden ser: diarias, donde básicamente el bombeo se realiza durante las horas de baja demanda en la noche para ser utilizada inmediatamente en las horas de alta demanda de la media mañana o la tarde noche; semanales, que básicamente utilizan la energía fuera de pico de los fines de semana (alrededor de 48 a 60 horas) y los periodos fuera de pico entre semana, para almacenar el recurso para utilizarlo durante la semana con una relación de utilización de caudal mucho mayor a las plantas de regulación diaria, usualmente estas plantas requieren de embalses con volúmenes sumamente altos; y las anuales, que son plantas que bombean recurso en verano para utilizarlos en invierno (aplica en su mayoría para países donde los problemas del clima en invierno obligan a utilizar la calefacción, y donde además muchas centrales hidroeléctricas quedan inoperantes por el congelamiento en sus embalses, en el caso de Guatemala no representa lo mismo ya que el ciclo es al revés, principalmente debido a la disminución de recurso hídrico en verano), usualmente este tipo de central implica tener grandes aportes al embalse inferior para poder mantener los niveles estables (Jog, 2009).

La otra forma de clasificar a los proyectos es si son de ciclo cerrado o poseen aportes, el primero se le suele llamar proyectos puros de bombeo, donde todo el recurso que se utilizara depende de dos lagunas, donde la laguna superior no posee ningún aporte y por lo tanto el recurso total utilizado es el de la laguna inferior; el otro tipo donde sí se presentan ciertos aportes, usualmente se da utilizando un embalse en un río, donde el mismo río es un aporte y por lo tanto la totalidad del recurso utilizado para generación es mayor que el recurso bombeado (Jog, 2009).

Es importante notar que cuando un proyecto es de bombeo puro, es decir posee menos de un 5% del recurso con el que genera proveniente de aportes al embalse superior, no se les puede considerar como proyectos de energía renovable (Jog, 2009).

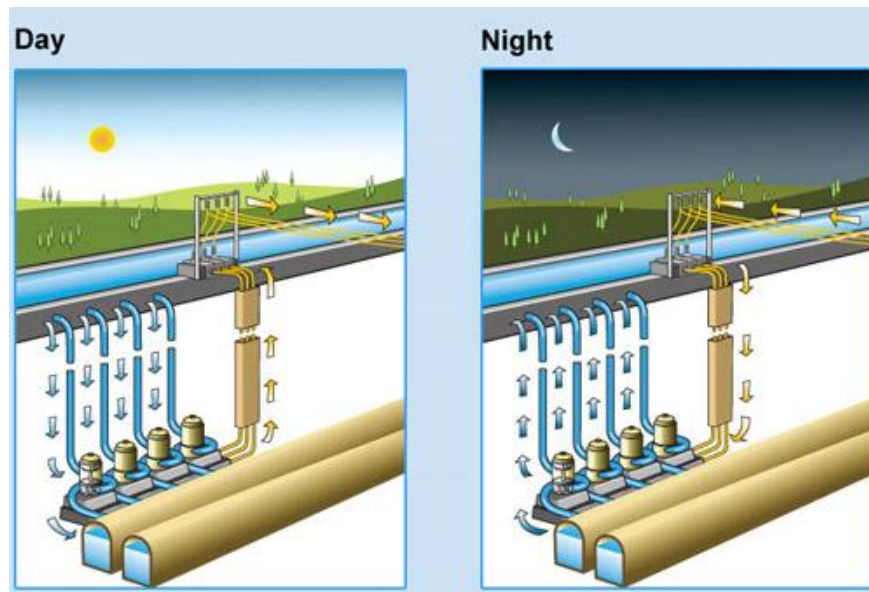
Existe otro tipo de clasificación, según la USACE (United States of America Corps of Engineers), donde se pueden clasificar las centrales según la ubicación de su embalse inferior. Los tres tipos de proyectos son: Convencional, hay dos embalses superficiales (ver Figura no. 6); subterránea, el embalse inferior se encuentra subterráneo, usualmente es una mina abandonada (ver Figura No. 7); y de mar, donde el embalse inferior es el mar (ver Figura No. 9) (USACE, 1985).

Figura No. 6 Central de bombeo convencional



Fuente: Euroelectric, 2014.

Figura No. 7 Central con embalse en caverna



Fuente: ESA, 2014.

Figura No. 8 Central de bombeo de agua de mar



Fuente: Google Earth

Los sistemas subterráneos son un tipo de sistema que ha empezado a ser estudiado ya que posee ciertas ventajas con respecto a otros tipos de centrales reversibles, las cuales se pueden resumir en (Warnick, 1984):

- a) Distancias cortas y directas de conducción.
- b) El posible uso del material excavado para otros propósitos.

- c) La localización puede estar alejada de sistemas naturales.
- d) Se minimizan los posibles impactos ambientales causados por embalses abiertos.

6. Las centrales reversibles en el mundo. Las centrales reversibles en el mundo, son los sistemas más aceptados y avanzados para el almacenamiento de energía en el mundo. Para el 2009, existen cientos de plantas, con una capacidad instalada de más de 127 GW (127,000 MW). Japón actualmente es el país con la mayor potencia instalada de centrales reversibles en el mundo. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada por país en el mundo.

Cuadro No. 1 Potencia instalada por país de centrales reversibles

País	Capacidad instalada (MW)
Japón	25,183
USA	21,886
China	15,643
Italia	7,544
España	5,347
Alemania	5,223
Francia	4,303
Austria	3,580
Reino Unido	2,744
Suiza	1,655
Polonia	1,406
Bélgica	1,307
Republica Checa	1,147
Luxemburgo	1,100
Portugal	1,029
Eslovenia	916
Bulgaria	864
Latvia	760
Grecia	699
Croacia	293
Irlanda	292
Suecia	45

Fuente: Yang, 2011.

Las centrales de mayor tamaño en el mundo son la central Bath County con capacidad instalada de 2710 MW, la central de Kannagawa con 2700 MW de potencia instalada y la central de Guagzhou con potencia instalada de 2400 MW (Kumar, 2009).

7. ¿Las centrales reversibles como una fuente? Al considerar las centrales reversibles como proyectos de consumo, surge la necesidad de saber que energía es la que los impulsa, cual se encarga de que estos puedan operar. Esta pregunta se puede responder pensando en que estos proyectos operan en el margen donde la energía que los impulsa no es utilizada, es decir que de otra manera sería energía que el sistema no podría absorber. Es decir que puede ser desde carbón, o energía eólica, o la misma energía hidráulica de otra planta. Esta necesidad se incrementa según sea la disponibilidad de recursos como el viento y el sol para la generación energética, dado que los mismos no pueden regular la potencia que entregan como sería el caso de la energía hidráulica.

8. La necesidad de centrales hidroeléctricas reversibles. Para el mundo, la necesidad de poder almacenar energía viene derivada en su mayoría de la necesidad de energías renovables. Políticas acerca del cambio climático empujan cada vez más este tipo de proyectos de generación, obligando así al desarrollo de nuevas tecnologías como la solar y la eólica, sin embargo a pesar del incremento en estas tecnologías, no ha existido un crecimiento proporcional en las estructuras de transmisión. Ocasionando esto una saturación en el uso de las líneas de transmisión (NHA, 2011).

Se ha demostrado también, que existe una fuerte relación entre la integración de la energía eólica, y el mejoramiento en la capacidad de bombeo (NHA, 2011). Con el incremento en la instalación de centrales eólicas en el mundo, la necesidad de implementar plantas de bombeo, se ha vuelto latente. Debido a las fluctuaciones que esta energía presenta, tener matrices energéticas con una fuerte presencia de este tipo de energía no es factible, ya que al aumentar la capacidad de las mismas se incrementa la capacidad de producción de energía base, mas no la capacidad de producción de energía en pico (Connolly, MacLaughlin, 2010).

9. Desarrollo de tecnología. El uso de cavernas subterráneas como reservorio inferior ha empezado a ser investigado. Las minas de sal en el mundo podrían ser utilizadas, sin embargo la disolución de la sal podría ser un problema para las instalaciones. Si se prueban factibles, el almacenamiento subterráneo podría expandir de gran manera los sitios donde se pueden encontrar plantas de bombeo. El agua saturada de minerales puede llegar a ser 20% más pesada que el agua en condiciones regulares, requiriendo así una menor cantidad de este recurso para alcanzar mayores potencias (Carrasco, 2011).

Otro concepto nuevo es el desarrollo o uso de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos para potenciar bombas hidráulicas. Combinando estas energías podría aumentar la eficiencia de gran manera la generación con energías renovables (Carrasco, 2011).

Otro concepto que se ha empezado a utilizar, es la utilización de agua de mar para almacenar energía. Por ejemplo, la construcción de un embalse inferior por medio de terraplenes que permitan el aumento de nivel en la laguna cuando se bombea, reduciendo así la altura requerida para el bombeo, y en horas pico vaciar la laguna inferior para tener una mayor altura de generación y así aumentar la potencia. Como resultado la relación entre la energía consumida $E1/E2$, es mucho menor y por lo tanto los proyectos más factibles. El problema podría ser el control de microorganismos en las máquinas debido a la cercanía al mar y las condiciones de operación (Carrasco, 2011).

10. La energía hidroeléctrica como soporte a otras fuentes de generación. Alrededor del mundo, la confiabilidad que brindan las centrales hidroeléctricas le han permitido a los operarios de sistemas eléctricos el desarrollo de metodologías económicas de despacho que toman en cuenta los beneficios específicos de las centrales hidroeléctricas. Estas metodologías combinan la coordinación de plantas de energía termal (carbón, gas o combustible líquido y energía nuclear), que requieren de largos tiempo de encendido (hasta cuatro horas para turbinas de gas y 8 horas para turbinas de vapor), para lograr eficiencias óptimas entre el consumo de combustible y la generación de energía. Por lo tanto la posibilidad de contar con plantas hidroeléctricas que regulen el mercado y minimicen los cambios de frecuencia en la matriz energética, permite tener un balance entre la oferta y demanda de energía. En algunos lugares del mundo la energía hidroeléctrica es utilizada para cumplir con la demanda máxima mientras que la energía nuclear o de combustibles fósiles es utilizada para operar como unidades de energía base (Kumar *et al*, 2011).

Las centrales reversibles, pueden incrementar el soporte sobre otros tipos de energía. En algunos casos las centrales de bombeo o reversibles utilizan la energía generada en horas que muchas plantas térmicas no entregan o no deberían generar para bombear agua y de esta manera almacenar esta energía en forma de energía potencial. Además de que las centrales de bombeo puedan soportar a las centrales térmicas, pueden ayudar a integrar las diferentes energías renovables que no son confiables para el sistema. (Kumar *et al*, 2011).

Muchas veces la eficiencia mecánica, eléctrica e hidráulica determina el ciclo energético total. Las eficiencias de los sistemas tienden a estar entre un 65% a 80% . Muchas veces si un reservorio superior es utilizado como reservorio convencional para almacenar agua de alguna fuente externa esto puede llegar a balancear las diferencias existentes entre la eficiencia y las pérdidas causadas por el bombeo. Cuando no se puede lograr esto las centrales de bombeo serán plantas que consuman energía (Kumar *et al*, 2011).

En la gran mayoría de casos aumentar la aportación de energías renovables como la eólica y solar, significara que se deberá aumentar la capacidad de los sistemas de regular la energía producida para que sea útil. En lugares donde la posibilidad de instalar centrales hidroeléctricas existe, podría significar dejar de

utilizar combustibles fósiles. De igual manera en sistemas donde las energías renovables tienen una fuerte participación será posible regular las mismas para “normalizar” la curva de oferta (Kumar *et al*, 2011).

11. Aspectos positivos y negativos de las centrales reversibles. Las centrales hidroeléctricas de por sí cuentan con ciertas ventajas respecto a las otras energías, tales como; no usar un recurso limitado, causar contaminación al aire, tierra o agua; poseen pocas fallas, bajos costos de operación (ver Figura No. 9); y pueden proveer poder de arranque para un sistema que ha tenido una falla de poder (USBR, 2005).

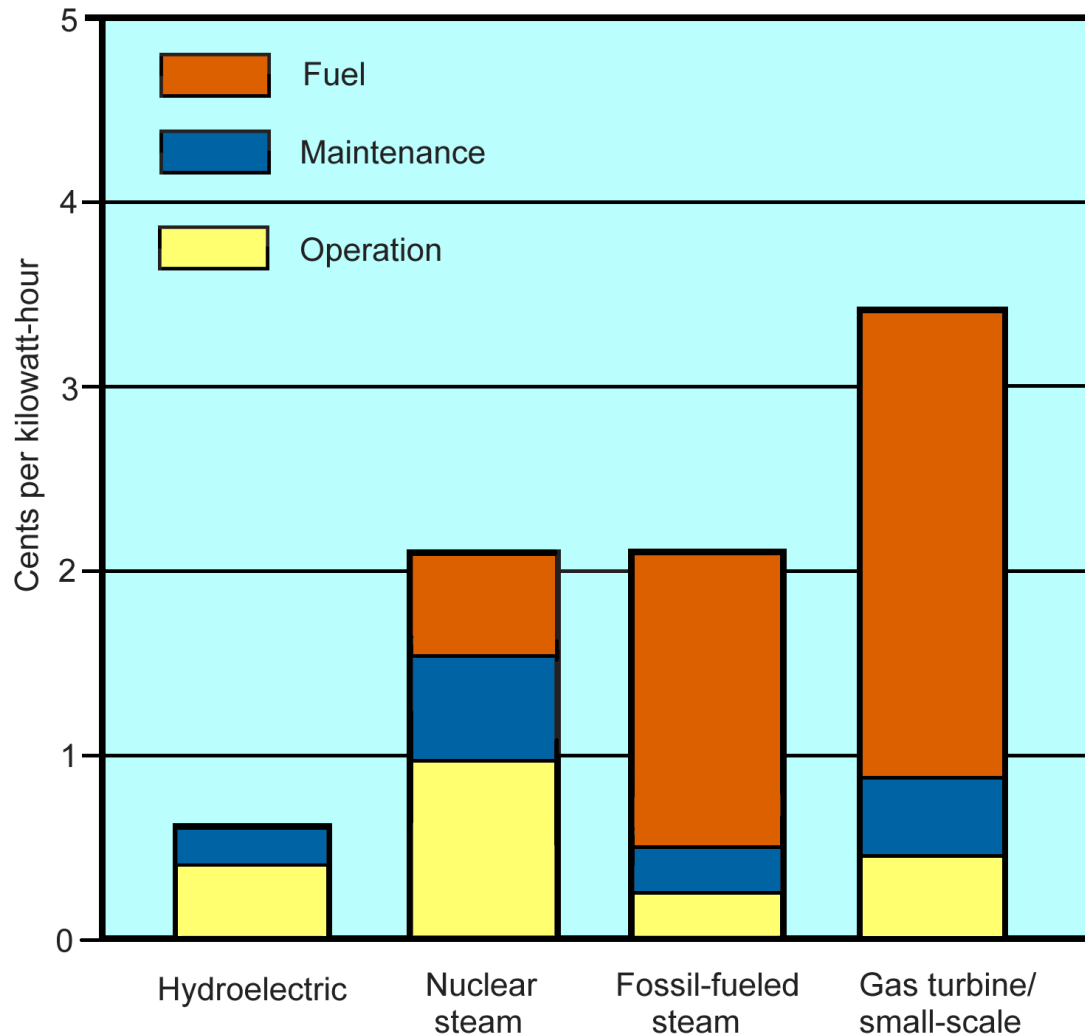
Además, es importante notar que son plantas con periodos de vida largos, que muchas veces no requieren re inversiones en periodos de hasta 25 años. Los costos de operación y su alta confiabilidad son importantes para el mercado. Son unidades que tienen arranques muy rápidos, que benefician al sistema en poder generar o consumir energía de manera casi inmediata, según el sistema lo requiera. La alta inercia que tienen las partes rotativas ayuda a mantener la estabilidad del sistema energético. Estudios han demostrado que la instalación de una combinación entre plantas de bombeo y térmicas pueden ser muy beneficiosas al mercado, por ejemplo de una planta de 500 MW de potencia de bombeo combinada con una planta de 2000 MW de potencia térmica, es más beneficiosa que una planta de 2500 MW térmica (Jog, 2009).

Al almacenar energía, las centrales reversibles protegen al sistema de apagones. Si se les acopla con sistemas electrónicos avanzados, también pueden reducir distorsiones armónicas, y eliminar las caídas y aumentos en el voltaje. De todos los generadores, usualmente los generadores de pico son mucho más caros que los de base. Las centrales reversibles, permiten la generación en horas pico, utilizando energía barata proveniente de plantas de generación así poder almacenar (Yang, 2011).

Importante es también, notar que en sistemas donde la energía hidroeléctrica tiene una fuerte penetración, la inclusión de centrales de bombeo es importante, ya que debido a las variaciones de precipitación, este método permite almacenar energía y poder utilizarla en tiempos óptimos (Espejo, *et al*, 2010).

Entre los aspectos negativos, se puede encontrar altos costos de inversión y largos tiempos de construcción y desarrollo. A pesar que los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos, los altos costos de inversión iniciales hacen que los proyectos tarden en pagarse hasta décadas. Otros de los aspectos negativos son los problemas que generan al medio ambiente, usualmente asociados con la construcción de grandes presas para el almacenamiento del agua, y la reestructuración del ecosistema basado en esta situación. Además desde el punto de vista ambiental el bombeo puede incrementar la temperatura del agua y generar que los embalses inferiores se llenen de sedimentos (Yang, 2011).

Figura No. 9 Costos de operación, mantenimiento y combustible



Fuente: U.S.B.R., 2005.

Sin embargo, con los diseños actuales se ha intentado reducir estos impactos realizando sistemas cerrados, donde se minimiza el impacto al agua del sistema. Además la construcción de casas de máquinas que se ubican debajo de la superficie reduce el impacto visual. Realizar excavaciones en el subsuelo para que funcionen como embalses inferiores disminuye el impacto de tener que hacer un embalse superior. Y la otra consideración que se ha generado en la actualidad a favor de los proyectos de bombeo, es la posibilidad de utilizar el embalse como una instalación recreacional (Kumar, 2009).

G. Seguimiento de la curva de carga, regulación de frecuencia, reserva rodante y control de voltaje

Como se mencionó anteriormente la función principal de un proyecto de bombeo es consumir energía en horas de bajo consumo y generar en horas de alto consumo, sin embargo, con la entrada de mercados con

precios spot los proyectos de bombeo han ampliado sus usos para poder cubrir ciertos aspectos arancelarios en los mercados energéticos (MWH, 2009).

1. Seguimiento de la curva de carga o balance energético. Al igual que las hidroeléctricas convencionales, los proyectos de bombeo en su modo de generación, pueden seguir la demanda ya sea esta esté aumentando o disminuyendo. Los proyectos de bombeo pueden aumentar o disminuir su capacidad en un rango de 10 a 30% de su máxima capacidad por minuto. En mercados donde se tiene varios picos de carga durante el día la inclusión de este tipo de proyectos puede reducir las veces que los equipos tienen arranques y paradas durante el día, disminuyendo así el costo de operación y mantenimiento de los mismos (MWH, 2009).

En el modo de bombeo, los proyectos con máquinas de una sola velocidad están sujetos a usar toda su potencia o no arrancar sus máquinas. Por lo tanto los mismos no se pueden ajustar a los requerimientos del mercado. Sin embargo los proyectos que cuentan con maquinaria de velocidad variable, pueden ajustar su capacidad en un rango de 50 a 60%, consiguiendo así mejorar su capacidad de seguir la demanda. Además este beneficio podría significar una gran ventaja para poder integrar sistemas eólicos a una matriz energética (MWH, 2009).

2. Regulación de frecuencia. En todos los sistemas energéticos, controlar la frecuencia es una necesidad para poder balancear la demanda y oferta de electricidad. Gobernadores de velocidad en la mayoría de unidades de generación son usados de manera constante para monitorear la frecuencia y regular la salida de energía del sistema y mantener una frecuencia constante. Sin embargo la potencia no es regulable instantáneamente. El rango o tiempo en que un generador puede incrementar o disminuir depende del tipo del mismo. En el caso de plantas de carbón o nucleares, tienen tiempos grandes o lentos, y en el caso de proyectos de bombeo o hidroeléctricos tienen altas velocidades y por lo tanto son rápidos en su variación de potencia (MWH, 2009).

En turbinas de una velocidad, el gobernador es usado como unidad de control de velocidad y frecuencia. Usualmente la forma en que estos gobernadores regulan estas variables es a través de una válvula, que aumenta o reduce el caudal que puede entrar a la turbina. En el caso de máquinas de velocidad variable se puede controlar la frecuencia en modos de generación y bombeo. Existen dos componentes para el control de la máquina, el primero es un gobernador que abre y cierra una válvula y el segundo es un inversor que controla las corrientes del rotor en el generador/motor. En el caso del bombeo se da un control similar para la regulación de frecuencia (MWH, 2009).

Con un equipo de velocidad ajustable, el tiempo de respuesta es mucho menor. Además una estación de bombeo con este equipo puede utilizar la inercia rotacional de la máquina y manejar en cortos periodos de

tiempo fluctuaciones en la potencia. En casos de necesitar tiempos mas prolongados estos equipos cuentan con gobernadores de frecuencia y gobernadores de velocidad (MWH, 2009).

En Estados Unidos, los requisitos mínimos para que un proyecto pueda optar a tener beneficios asociados a los servicios arancelarios son los siguientes: “Un sistema de respuesta rápida de multi megawatt que pueda alcanzar su poder total en 4 segundos o menos en un sentido u otro (aumentar o disminuir). Cero emisiones de CO2 derivadas de la operación. Capacidad suficiente para poder regular frecuencia en un rango de 15 minutos de carga y descarga. Un ciclo de eficiencia de por lo menos 75%” (MWH, 2009).

3. Reserva rodante. La reserva rodante es un servicio arancelario de suma importancia para cualquier sistema. Este servicio permite responder de manera rápida a la perdida repentina de una unidad de generación o de energía importada. En la mayoría de países del mundo, este servicio brindado por una central generadora es cuantificable y remunerado económicamente. Muchas veces los proyectos para que puedan ser clasificados de esta forma, deben operar a potencias menores a la máxima para poder cumplir con los requerimientos de este servicio (MWH, 2009).

Los proyectos de bombeo pueden proveer dos modos de reserva rodante. El primero es en el modo de generación. El segundo en su modo de bombeo y está asociado a la capacidad de un proyecto de utilizar aumentos en la generación instantáneos. Una máquina de velocidad ajustable tiene muchos más beneficios económicos para el mercado dado que posee un rango mayor de operación y puede proveer este servicio consistentemente en modo e bombeo (MWH, 2009).

4. Control de voltaje. Como la frecuencia, los voltajes deben ser mantenidos dentro de ciertos rangos de tolerancias. Regular el voltaje comprende balancear la carga y la demanda de potencia, aunque en este caso, es la potencia reactiva la que hay que balancear, en vez de potencia real. Un incremento no controlado de la potencia reactiva genera que los voltajes en las líneas suban (MWH, 2009).

Los proyectos de bombeo en ambos modos, pueden controlar el voltaje. Este proceso se realiza mediante el regulador de voltaje, que forma parte del sistema de excitación de la máquina. Las máquinas de proyectos de bombeo, ya sean de velocidad fija o variable, pueden proveer control de voltaje. El factor de potencia bajo el cual una maquina puede operar es de selección del propietario, y puede estar en el rango de 85% a 95%. En sitios donde existe necesidad de potencia reactiva, se utilizan factores de potencia bajos para cumplir con los requerimientos del sistema, en el caso contrario se utilizan factores más altos. Se suele recomendar que los factores de potencia no sean tan altos ya que las máquinas podrían sufrir en caso de inestabilidad transitoria (MWH, 2009).

H. Integración de las energías renovables con el sistema energético

1. Fuentes energéticas con capacidad de despacho de potencia. Las energías con capacidad de despacho son aquellas que podrán asegurar potencia a lo largo del año y en especial en las épocas críticas de consumo y oferta. Algunas energías que se adaptan a esta condición son: la bioenergía, la energía solar concentrada con almacenamiento, las geotérmicas y las hidroeléctricas. Además de estas se encuentra la energía térmica, sin embargo esta se ha buscado eliminar debido a su alto costo e impacto para el medio ambiente. Usualmente agregar grandes plantas de energía renovable significan altos costos de inversión para mejorar el sistema eléctrico, a continuación se explicara para el caso de la energía hidroeléctrica como ha sido la experiencia de la integración al sistema energético alrededor del mundo (Sims *et al*, 2011).

Para la energía hidroeléctrica, el agregar nuevas fuentes de energía ha significado la extensión de las líneas de transmisión y por lo tanto la inversión requerida para las mismas. El problema principal de las energías hidráulicas con capacidad de despacho de potencia es la variabilidad que podría haber entre un año seco y un año húmedo. Sin embargo, esto se puede solucionar teniendo interconexiones fuertes con países con grandes capacidad de almacenamiento térmico o hidráulico. Interconectarse entre países ha demostrado tener un fuerte impacto en la forma en que la energía hidráulica es usada, dado que influencia la forma en que el uso de las plantas es mezclado y la energía hidroeléctrica es programada (Sims *et al*, 2011).

El costo de operación de las plantas hidroeléctricas es muy bajo, pero el desafío para los sistemas energéticos es utilizar la menor cantidad de agua y de la manera más eficiente posible. La flexibilidad que tiene la energía hidroeléctrica es usualmente utilizada como una manera efectiva de balancear el sistemas eléctrico. Por ejemplo Suiza, tiene un sistema hidroeléctrico altamente flexible, que cuenta con plantas de bombeo y plantas de reservorio, donde actualmente su flexibilidad se utiliza para regular los mercados de Alemania, Francia e Italia. La flexibilidad de la energía hidroeléctrica puede traer grandes beneficios al mercado, por ejemplo en países donde la energía hidráulica domina la generación, la variación de precios entre las horas de mayor demanda y las horas de menor demanda no es muy marcada, teniendo así un sistema altamente balanceado (Sims *et al*, 2011).

2. Energías con capacidad parcial de despacho de potencia. Estas energías incluyen las energías como las centrales fotovoltaicas, las centrales eólicas y las centrales de energía del océano. La fuerte inclusión de estas energías, ha demostrado una gran dificultad al intentar integrarlas al mercado, esto dado que las reducciones e incrementos en las potencias instantáneas que estas tienen, pueden llenar la demanda, o ni siquiera operar para contribuir a cumplir con la misma. En países donde una alta penetración de este tipo de energías se ha alcanzado, la necesidad por nuevas plantas hidroeléctricas reversibles se ha creado. Muchas veces los operadores de los sistemas han reportado grandes dificultades para solucionar estos problemas (Sims *et al*, 2011).

I. Obras de una central hidroeléctrica de bombeo

1. Reservorios. Los reservorios que funcionan como parte de una central de bombeo, son el componente crítico para la viabilidad de estos proyectos. Estos reservorios son donde se almacenara el recurso en el sistema. Estas obras son críticas, ya que desde el punto de vista técnico y social pueden ser obras que detengan el avance de un proyecto o lo hagan no viable. En algunos casos se pueden encontrar algunos sitios donde se cuentan con ambos reservorios (superior e inferior) y no hay necesidad de construir uno nuevo (Barnes, 2011).

a. Reservorio superior. La construcción de un reservorio superior puede ser lograda de varias formas, en algunos casos se puede lograr utilizando el cauce del río y cerrándolo mediante una presa, y en otros casos utilizando la cima de una colina para emplazar el mismo. El embalse superior utilizando un cause se logra mediante una presa, donde aguas arriba del punto de cierre se inunda el valle del río utilizado. En el caso de un reservorio en la cima de una colina, se busca acoplarse a la geometría de la topografía de la montaña para realizar un corte en el terreno y poder construir el embalse (Barnes, 2011).

El diseño de reservorios superiores, debería de contar con elementos que sean capaces de evacuar crecidas naturales, y sobre bombeo. En el 2005, se sobre bombeo el estanque Taum Sauk en el “Black River”, de Missouri. El incidente inundo grandes áreas con un alto valor en pérdidas económicas, y causo que el proyecto fuera inoperable durante la reparación. Se recomiendan ciertos cuidados en el diseño y operación para evitar daños por sobre bombeo. Estos cuidados son (Barnes, 2011):

- El diseño de la central debería de contar con un sistema de fallo seguro, para de esta forma minimizar daños.
- El sistema deberá ser independiente de los controles de nivel, dado que los controles de nivel usualmente están conectados con los controles de sobre bombeo.
- El diseño deberá contar con un sistema de apagado total de la bomba en caso de falla.
- El diseño del sistema deberá ser redundante.
- El mecanismo deberá poseer un mecanismo de prueba y calibración.

b. Reservorio inferior. Los reservorios inferiores podrían ser reservorios existentes, que podrían ser presas existentes o lagos. El área del reservorio inferior debería ser capaz de soportar las inundaciones causadas por un fallo en el reservorio superior sin causar daños. Otros sitios que se podrían utilizar como reservorios inferiores podrían ser océanos, cavernas subterráneas, estanque de plantas de tratamiento, y reservorios para uso de agricultura (Barnes, 2011).

2. Conductos hidráulicos u obras de conducción. Las obras de conducción, incluyen; cámaras de carga, conductos presurizados, descarga de las turbinas, y una o varias chimeneas de equilibrio.

a. Cámara de carga. Las cámaras de cargas o “Headworks” en inglés, son las obras que servirán para conectar el embalse superior con los conductos presurizados o “penstock”, durante el modo de generación esta obra funciona como entrada y durante modo de bombeo funciona como salida. Esta obra de doble función, deberá evitar que se generen vórtices en cualquiera de los dos modos, ya que la generación de los mismos reduce la eficiencia de la central. Estas obras deberían contar con rejillas para eliminar cualquier material que pudiera dañar las turbinas y el sistema en general (Barnes, 2011).

b. Conductos presurizados o “penstock”. Los conductos presurizados principales entre el reservorio superior y las máquinas, son una componente de suma importancia para el diseño de la central. Una central podría tener uno o varios conductos que se podrán localizar por encima del suelo o debajo del mismo (Barnes, 2011).

Una de las mayores consideraciones en estos proyectos es minimizar la longitud de la conducción. Al desarrollar una central se busca que conseguir la relación entre caída y largo de conducción óptima, esta relación entre largo y caída, es de 1:1, donde la totalidad de conducción es igual a la caída que hay en el sistema. Sin embargo esto significaría que el reservorio superior tendría que estar sobre las máquinas.

Cuando se está estimando un conducto o tubería para una turbina Francis o del tipo “propeller”, de más de 5 pies de diámetro (1.52 m) se puede utilizar una fórmula empírica (Sarkaria, 1979). Si se conoce la potencia aproximada y la caída de la misma, se puede estimar un diámetro mediante la siguiente fórmula:

$$D = 4.444 * \left(\frac{P^{0.43}}{H^{0.65}} \right) \quad (3)$$

Donde:

D es el diámetro económico del conducto, en pies.

P es la potencia, en caballos de fuerza (Horsepower).

H es la caída neta de la turbina, en pies.

El tamaño del conducto tiene una relación directa con el tiempo de encendido o arranque. El tiempo de arranque de una turbina debería ser entre 1 y 2.4 segundos, y no exceder 2.5 segundos. El tiempo de encendido es el tiempo que requiere el agua para moverse a través de los conductos hacia las máquinas. Este tiempo puede ser calculado sumando las longitudes de conducto con diámetro constante por la velocidad del fluido en esa sección, dividido una constante gravitacional multiplicada por la caída, la ecuación que representa esta relación es (Barnes, 2011):

$$T_w = \sum LV/gh \quad (4)$$

Donde:

T_w = tiempo de arranque de la máquina, en segundos.

L = longitud de una sección de diámetro constante, en metros.

V = velocidad promedio en la sección de Longitud L , en metros/segundo.

g = gravedad, en metros/segundo al cuadrado.

h = caída neta, en metros.

El tiempo de arranque mecánico necesario para que las turbinas alcancen la velocidad rotacional y comiencen la operación eléctrica se define como:

$$T_m = (WR^2 * n^2)/(1,620,000 * P) \quad (5)$$

Donde:

T_m =tiempo de arranque mecánico, en segundos.

WR^2 = es el producto del peso de las partes que revolucioanan y el radio de giro al cuadrado de las mismas

n = velocidad rotacional de la turbina y el generador para un generador síncrono conectado directamente, revoluciones por minuto.

P = potencia total de la turbina

La relación entre el tiempo mecánico y el tiempo del agua, mide la estabilidad de la unidad. Si un proyecto esta esperado a seguir la carga o mantener generación variable para poder integrar otras energías, y proveer regulación de frecuencia, esta relación debería de ser igual o mayor a cinco (Barnes, 2011).

c. Tubo de aspiración (Draft tube). Cuando se utiliza una turbina de reacción, un tubo de aspiración es necesario. Es diseñado de manera simultánea con la turbina bomba. El tubo de aspiración toma el agua desde la salida de la turbina hasta la descarga en una elevación menor a la del nivel del agua en ese punto (Barnes, 2011).

d. Descarga (Tailrace). La descarga es un conducto entre el embalse inferior hasta el tubo de aspiración o las turbinas. Este conducto transmite agua desde el embalse inferior a las turbinas (Barnes, 2011).

e. Chimenea de equilibrio. Las chimeneas de equilibrio pueden estar ya sea aguas arriba o aguas abajo del sistema de conductos. La función de las chimeneas de equilibrio es minimizar el impacto que podría tener un cambio de presión del fluido en las turbinas, conductos y equipos de bombeo. Las

chimeneas de equilibrio, permiten a los generadores regular la carga con la que trabajan. El diseño óptimo del gobernador en las turbo máquinas, permite que el dimensionamiento de estas cámaras o chimeneas sea menor (Barnes, 2011).

J. Conceptos básicos del diseño de centrales reversibles

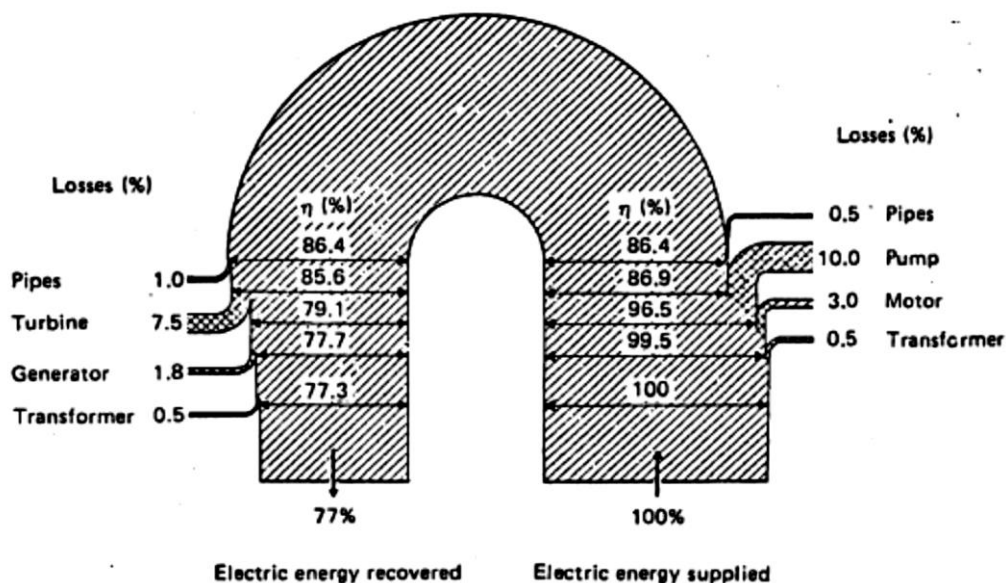
La importancia de planear correctamente las centrales reversibles, es determinante para el éxito del proyecto. Principalmente los parámetros utilizados para el diseño corresponden a tres: (1) Caída o carga; (2) Caudal; y (3) El ciclo de eficiencia. Estos llevan a tener diferentes parámetros o disponibilidad de carga o caudal según el caso haya sido escogido (para bombeo o para generación). Es evidente resaltar que la potencia de una planta, variara con respecto al tiempo mientras el embalse se llena o se vacía (Warnick, 1984). Otro concepto básico para el diseño son los aspectos ambientales, sin embargo estas no influyen en el cálculo de potencia para una central.

1. **Caída o carga.** La caída representa la diferencia de alturas que existe entre los dos reservorios en un momento dado. Los proyectos de bombeo se han diseñado utilizando caídas desde los 100 pies hasta los 2500 pies (30 metros hasta 760 metros). Muchos de estos proyectos en el rango inferior tienden a ser proyectos de propósitos múltiples, proyectos que bombean de regreso el recurso de una hidroeléctrica existente o proyectos que utilizan lagos existentes. La caída mínima recomendada para proyectos que están fuera de un sistema acuífero es de 300 pies (80 metros). Proyectos con alturas más grandes han sido desarrollados en algunos lugares del mundo, teniendo proyectos de hasta 3000 pies, sin embargo este tipo de central requeriría tener turbinas-bomba separados o de etapas múltiples. Se han estudiado proyectos subterráneos de hasta 5000 pies (1500 metros) (MWH, 2009).

2. **Caudal o flujo.** La capacidad del proyecto depende del caudal que se esté turbinando y de la altura o caída que tenga este caudal. Para un proyecto que posee una caída fija y un volumen de embalse determinado, tener caudales de diseño altos significa poder almacenar menos tiempo. Tener caudales de diseño altos requiere tener volúmenes de embalse grandes, y además requiere que las unidades de bombeo, y los conductos tengan que tener un tamaño mayor. Los análisis de costo beneficio en proyectos de bombeo, consisten en optimizar el caudal, y por lo tanto el tamaño del proyecto. La optimización se hace determinando los costos asociados a la construcción de conductos y las pérdidas hidráulicas asociadas a cada uno (MWH, 2009).

3. **Ciclo de eficiencia o eficiencia del proyecto.** La eficiencia de las centrales reversibles o de bombeo se mide usando el ciclo. La ASCE lo define como la relación que existe entre la energía utilizada para bombear y la energía generada. La relación entre la energía generada y la energía consumida es el ciclo de eficiencia de la planta (MWH, 2009). La figura de abajo muestra el ciclo de eficiencia para un central en Europa (Warnick, 1984).

Figura No. 10 Ciclo de eficiencia de una central de bombeo.



Fuente Warnick, 1984.

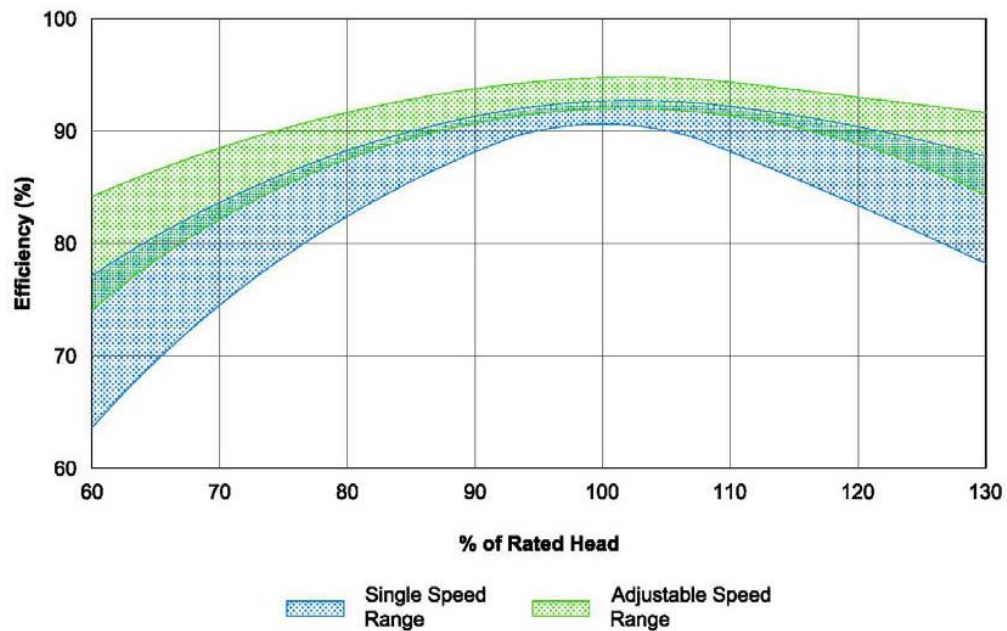
Para el planeamiento de una central usar un ciclo de eficiencia de un 75%, es considerado apropiado. Eficiencias más altas podrían ser alcanzadas bajo situaciones óptimas, sin embargo considerar eficiencias más altas sería una situación irreal, ya que bajo los mercados actuales las centrales usualmente no logran operar bajo condiciones óptimas y por lo tanto no logran alcanzar eficiencias óptimas. La eficiencia general del proyecto tiende a tener un gran impacto en la factibilidad económica del mismo, sin embargo es de suma importancia considerar cada obra por separado y buscar obtener la eficiencia óptima de cada una para lograr un proyecto económicamente atractivo (MWH, 2009).

Cuadro No. 2 Eficiencias típicas para componentes de centrales reversibles o de bombeo

	Componente	Eficiencia (%)
Ciclo de Bombeo	Conductos	98.0-98.6
	Bomba	90.0-92.0
	Motor	97.8-98.3
	Transformador	99.0-99.6
	General	85.4-88.8
Ciclo de Generación	Conductos	97.6-98.0
	Turbina	75.0-91.0
	Generador	97.8-98.3
	Transformador	99.0-99.6
	General	71.6-86.4
Operación	Pérdidas y filtraciones	98.0-99.8

Fuente: MWH, 2009

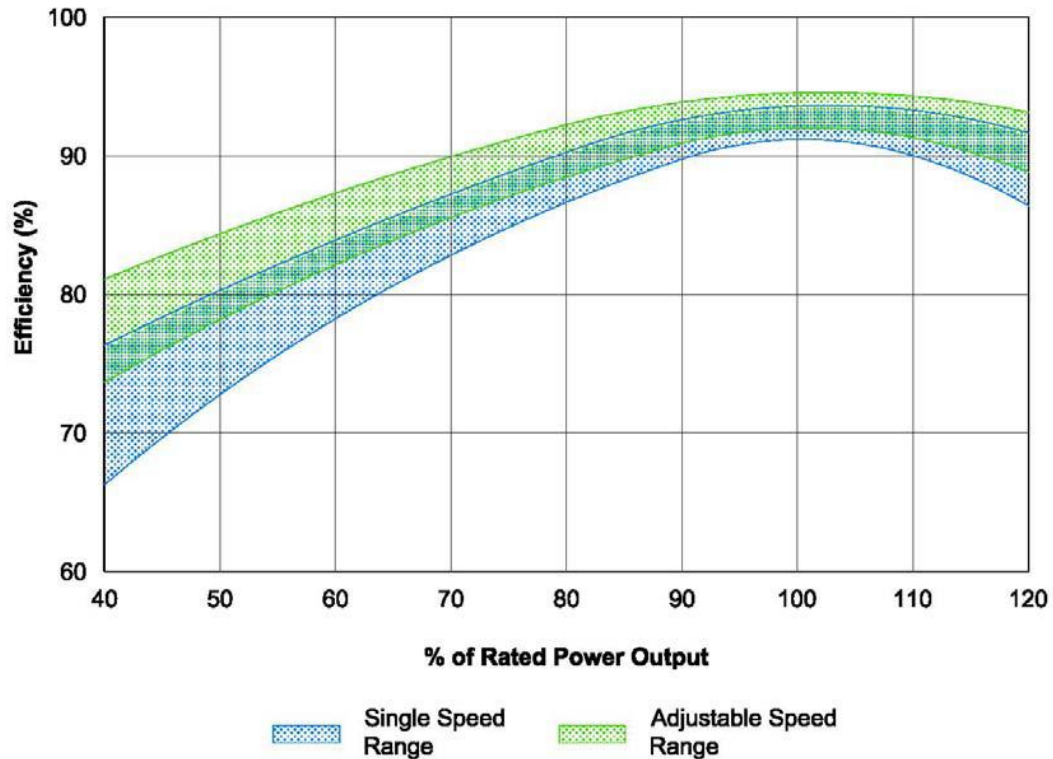
Figura No. 11 Eficiencia típica para turbinas según la variación con respecto a la altura de diseño



Fuente: MWH, 2009

Las eficiencias que se pueden lograr en los conductos de agua pueden ser muy variadas. Sin embargo el diseño de las mismas se puede realizar para optimizar el mismo y lograr eficiencias más altas en este rubro. En cuanto al generador, motor, transformador, tienden a tener eficiencias relativamente estables, las eficiencias en las turbinas sin embargo tienen una gran variación según la altura neta o el porcentaje de su potencia total que entregan, muchas veces la mayor eficiencia se alcanza cuando la altura es más alta que la del rango de operación, debido a las limitantes que tienen en su configuración de bomba-turbina (MWH, 2009).

Figura No. 12 Eficiencia típica para turbinas según la variación con respecto al % de la potencia generada



Fuente: MWH, 2009.

Como se observa en la Figura No. 11 y No. 12, las eficiencias para las máquinas de velocidad ajustable presentan una eficiencia mayor en rangos bajos de operación. Para el modo de turbina, los beneficios de tener una máquina de velocidad ajustable están en poder reducir su velocidad. Velocidades más reducidas harán más sencillo que las máquinas alcancen valores de eficiencia más altos (MWH, 2009).

K. Otros aspectos importantes en el diseño de centrales reversibles o centrales de bombeo.

1. Arreglo de las máquinas. Al inicio los sistemas de las centrales reversibles, tenían 4 máquinas separadas, y además un sistema de conducción presurizada adicional para el bombeo (además del convencional para la generación). Posteriormente este diseño fue cambiando, y se empezaron a utilizar sistemas verdaderamente reversibles.

Los arreglos más utilizados son los siguientes (Warnick, 1984):

- Un sistema completo de bomba y motor, con un sistema separado pero completo de turbina y generador, teniendo un total de cuatro máquinas.

- Una bomba de etapas múltiples con una turbina de impulso, usando un motor/generador, teniendo un total de 3 máquinas.
- Una bomba de etapas múltiples y una turbina Francis con un motor/generador común, teniendo un total de 3 máquinas.
- Una bomba de una sola etapa, y una turbina Francis, con un motor/generador común, teniendo un total de 3 máquinas.
- Una bomba/turbina de una sola etapa y un motor/generador, teniendo un total de 2 máquinas que poseen la capacidad de operar y cambiar de dirección o ser reversibles.
- Una bomba/turbina de múltiples etapas, con un motor/generador, teniendo un total de 2 máquinas.

Cuadro No. 3 Tipos de arreglos para centrales de bombeo o reversibles

Arreglo	Limitación de altura (m)	Relación entre el $Q_B^{[1]}$ y el $Q_T^{[1]}$	Eficiencia	Tiempo necesario para cambio de flujo
Una bomba/turbina de una etapa y un motor/generador común	500-750	0.8	Variable	Lento
Una bomba/turbina de varias etapas y un motor/generador común	1000	0.8	Variable	Lento
Bomba de una etapa y turbina Francis, con motor/generador común	500-750	Según se requiera	Alta	Rápido
Bomba de etapas múltiples y turbina Francis, con motor/generador común	700	Según se requiera	Alta	Rápido
Bomba de etapas múltiples con una turbina de impulso (Pelton), usando un motor generador común	1200	Según se requiera	Buena	Rápido
Sistema de bombeo y generación completamente separado	1200	Según se requiera	Buena	Rápido

Fuente: Warnick, 1984.

[1]. Q_B , representa el caudal de bombeo y Q_T es el caudal que se turbinan.

La experiencia en Europa ha privilegiado las combinaciones que tienen tres máquinas, sin embargo en Estados Unidos, la tendencia ha sido a favorecer arreglos con dos máquinas con unidades similares a turbinas tipo Francis como unidades reversibles. Las turbinas y bombas pueden ser montadas de manera que sus ejes sean verticales u horizontales para obtener menores dimensiones en las unidades (Warnick, 1984).

2. Pérdidas no hidráulicas en el sistema. Además de las pérdidas hidráulicas, existen otras pérdidas que deberán ser consideradas en el diseño de centrales. Estas pérdidas o aspectos son:

a. Evaporación en el reservorio. La evaporación en el reservorio depende de gran forma de la localización y tamaño de los reservorios. Reservorios poco profundos, localizados en climas tropicales y con largas superficies de superficie – almacenamiento, tienden a tener muchas más pérdidas que los reservorios más pequeños pero con más profundidad. Es mayor en climas áridos y de mucho viento. Coeficientes de evaporación pueden ser utilizados para estimar estas pérdidas en el sistema. Cuando las pérdidas por evaporación son muy altas se deberá de considerar utilizar fuentes suplementarias para rellenar el reservorio (MWH, 2009).

b. Pérdidas por filtraciones. Dependiendo de las condiciones geológicas del reservorio, una impermeabilización deberá ser considerada. Algunas filtraciones a través de la impermeabilización podrían ocurrir, sin embargo, sistemas para la detección y recolección de los mismos pueden ser implementados. Alguna fuente de filtración y pérdida mayor podría ser las pérdidas que se causen en obras de concreto con fracturas en los conductos (MWH, 2009).

c. Pérdidas en la transmisión. Las pérdidas en los sistemas de transmisión son función de la longitud de la línea, el voltaje y material de la misma (MWH, 2009).

Durante la fase de planeación de los proyectos, las consideraciones en la línea deberán ser tomadas en cuenta y la importancia de las mismas deberá ser igual que las otras áreas del proyecto. La selección del punto de interconexión deberá ser estudiada y analizada con cuidado. La interconexión podrá ser sobre la línea o en una subestación cercana (MWH, 2009).

Los estudios de carga, deberán determinar la potencia real de la planta en sus momentos de generación y bombeo en pico, tomando en cuenta la potencia reactiva y la potencia activa. Una central que se encuentra cerca de un área con problemas de voltaje y potencia reactiva, podrá proveer control para minimizar la potencia reactiva y así minimizar las pérdidas en la transmisión (MWH, 2009).

3. Consideraciones ambientales. Todos los proyectos que dependan de agua, requieren de consideraciones ambientales. Invertir en preservar o mantener sistemas acuíferos sanos, es importante. Temprano en el proyecto el estudio de impacto ambiental podría reducir estos impactos y futuros retos podrían ser minimizados (Barnes, 2011).

Tomar en cuenta los impactos ambientales es clave para desarrollar los proyectos. Los aspectos más importantes para reducir los mismos podrían ser: maximizar la caída o carga para minimizar el caudal

requerido; Utilizar fuentes de agua no convencionales (tales como aguas residuales o depósitos de agua subterránea), y limpiar esas fuentes de ser necesario; la construcción de proyectos fuera del cauce del río para evitar emplazamientos grandes en los mismos. Las consideraciones ambientales deberían ser estudiadas para cada caso en específico, sin embargo podrían llegar a ser beneficiosas para el medio ambiente si se estudian y resuelven en etapas tempranas del proyecto (Barnes, 2011)

L. Aspectos económicos de los proyectos reversibles

Los proyectos de bombeo, cada vez se vuelven más interesantes mientras el mercado de energías renovables crece. Sin embargo la factibilidad económica de estos proyectos está ligada al costo de la energía más barata producida en el mercado, que suele ser cuando se presenta un exceso (Semadeni, 2003).

En cuanto al diseño, usualmente los proyectos de mayor caída y menor volumen, serán los más rentables y económicos. Esto principalmente al hecho de que se tendrá una reducción en cuanto al tamaño de bombas, según sea el requerimiento de volumen de recurso. En general proyectos con conductos pequeños y diferencia de alturas grandes, son los proyectos más deseables. Es importante por lo tanto poder identificar sitios que sean económicamente efectivos, con altas cargas de agua (variando entre 300 y 800m), y topografía relativamente quebrada. Con alturas más grandes, volúmenes más pequeños de agua producen la misma cantidad de almacenamiento energético, y conductos más pequeños y eficientes pueden ser utilizados para el mismo nivel de generación (Semadeni, 2003).

Se estima que la capacidad instalada de proyectos de bombeo es de 82,800 MW al 2003 (127,000 MW al 2009). Los costos por MW instalado pueden variar y usualmente se encuentran en el rango de 1000\$/KW a 3000\$/KW. El tiempo que se tarda un proyecto en pagarse, dependerá de la diferencia entre el valor de la energía en pico y fuera de pico. Debido al fuerte impacto en el medio ambiente de estos proyectos se puede pensar que un incremento en el costo para mitigar el impacto ambiental deberá ser obligatorio, sin embargo a pesar de este aumento a largo plazo se espera un desarrollo fuerte de estos proyectos debido a la necesidad de los mercados por poder regular su producción (Semadeni, 2003).

M. Mercado energético Guatemala

1. Precios de la energía y demanda. La Comisión Nacional de Energía (CNEE), en su página Web www.cnee.gob.gt, y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en su página Web www.amm.org.gt, publican informes mensuales y anuales del Sub-sector Eléctrico, que pueden ser consultados con libre acceso para conocimiento de la situación del Mercado Energético del país. En el presente capítulo se hace una síntesis de la situación de la Energía en el país.

2. **Situación del mercado eléctrico nacional.** A finales de la década de 1980, la política de desarrollo del Gobierno de la República de Guatemala reorientó el Subsector Eléctrico hacia una participación mixta entre el Sector Público y Privado, tomando la decisión que el Gobierno no emprendería nuevas inversiones en generación sino que dejaría que el crecimiento de la oferta de energía se hiciera únicamente con inversiones privadas. No obstante el Estado conservó la propiedad de las principales Centrales Hidroeléctricas (Chixoy, Aguacapa, Jurún Marinalá, Los Esclavos y otras) y las Redes de Transporte de alta tensión (230 KV, 138 KV y 69 KV).

En 1994, la nueva Ley del INDE (Instituto Nacional de Electrificación), se promulgó orientada a limitar las decisiones monopólicas del Estado y facilitar la participación privada en los negocios del Subsector Eléctrico.

En noviembre de 1996, se emite la Ley General de Electricidad, mediante la cual se crean las Entidades Sectoriales: CNEE, con atribuciones regulatorias y AMM con atribuciones operativas, tanto técnicas, como comerciales. A partir de esto, el Gobierno pudo destinar fondos del presupuesto nacional, que antes dedicaba al Subsector Eléctrico, a la construcción de infraestructura básica y se fortalecieron los Programas de Electricidad Rural.

En la medida que se fue fortaleciendo la aplicación del nuevo Marco Jurídico se fue creando un ambiente de confianza que ha permitido que se incremente la participación privada en la generación y comercialización de la energía eléctrica.

Las inversiones han permitido el crecimiento de las variables que manifiestan que de un Sistema Eléctrico en crisis se ha llegado a un Sistema Eléctrico en franco desarrollo, la Institucionalidad se está consolidando, la Legislación está en aplicación, el Sector Público juega un papel subsidiario y las inversiones han sido significativas.

3. Estructura del Subsector Eléctrico Nacional.

a. El Ministerio de Energía y Minas (MEM). Es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las Políticas, Planes de Estado, Programas Indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. También le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, así como a la explotación de los recursos mineros.

b. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley de General de Electricidad, es el Ente Regulador que crea condiciones propicias y apegadas a la Ley para las actividades de generación,

transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita, a los Empresarios y Usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras en el Subsector Eléctrico.

c. **Administrador del Mercado Mayorista (AMM).** Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promueven la inversión en el Sistema Eléctrico y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

d. **Participantes del Mercado Mayorista.** Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Comercializadores), más el conjunto de empresas que sin tener la condición para ser participantes, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

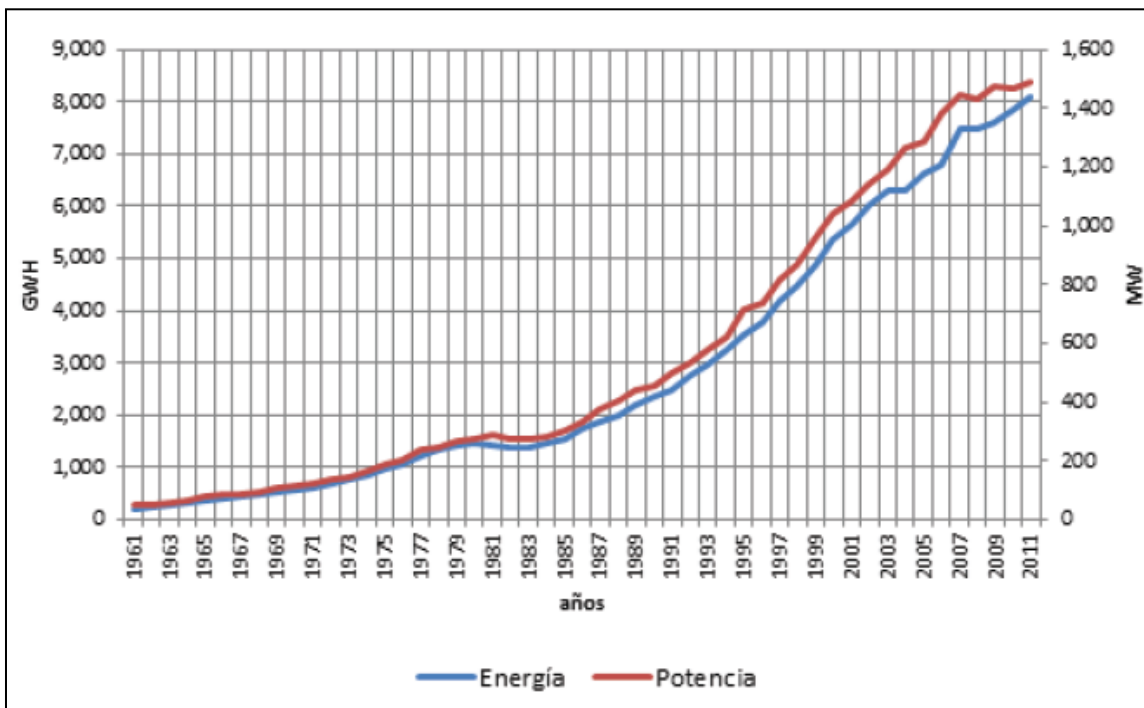
4. Marco regulatorio del subsector eléctrico Guatemalteco. El Marco Regulatorio del Subsector Eléctrico Guatemalteco se basa en un modelo de Mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el Ente Regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo constituido por un Mercado de Oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un Mercado de Contratos en donde los Agentes y Grandes Usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución de energía son actividades reguladas. El Marco Legal con el cual se rige el Subsector Eléctrico se basa en lo siguiente:

- Constitución Política de la República de Guatemala.
- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96.
- Reglamento de La Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus Reformas.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus Reformas.
- Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
- Ley de Tarifa Social, Decreto No. 96-2000.

5. Proyección del crecimiento de la demanda. Con excepción de los años 1982, 2008 y 2010, el requerimiento de potencia y energía para el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ha estado en constante crecimiento. Esta es una condición natural, ya que desde sus inicios, la energía eléctrica se ha convertido en uno de los principales motores del desarrollo de la sociedad moderna, y como tal, el crecimiento de la población y de sus necesidades tiene implícito un crecimiento en la demanda de potencia y energía eléctrica; esto se aprecia claramente en el gráfico siguiente:

Figura No. 13 Demanda histórica de potencia y energía del SNI



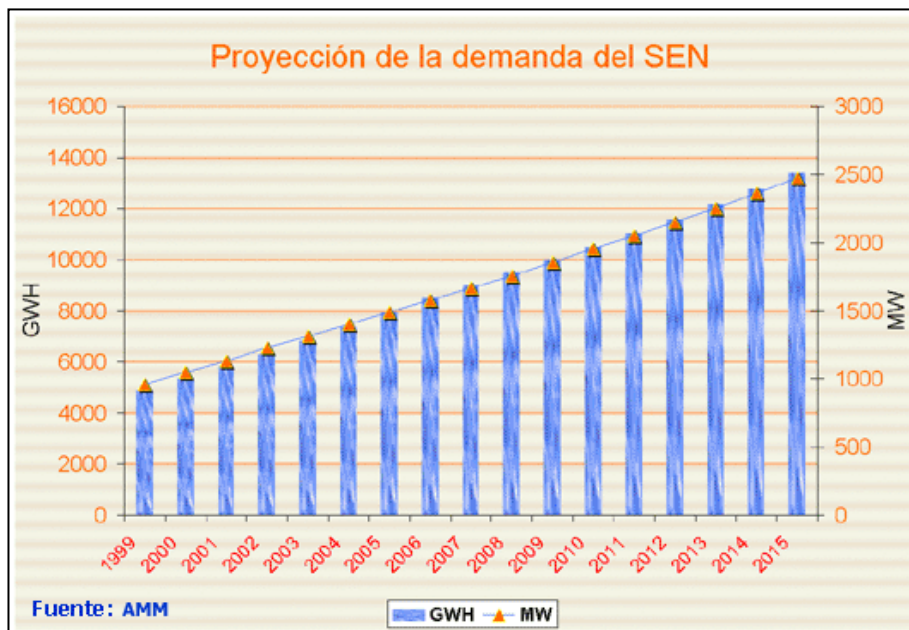
Fuente: Informe estadístico 2012-CNEE

Durante el año 2008, se observaron cambios drásticos en algunas actividades a nivel nacional e internacional, que incidieron directamente en la economía del país. El consumo de energía eléctrica está altamente ligado al desarrollo económico, por ello, el crecimiento para el año 2008, en relación al 2007 fue de 0.63%, crecimiento que es uno de los más bajos registrados durante los últimos años. Sin embargo es necesario hacer notar, que durante el año 2008, como consecuencia de los elevados precios de los combustibles utilizados para generación de energía, tanto el Ministerio de Energía y Minas como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, promovieron campañas de eficiencia y ahorro energético y como consecuencia, muchas empresas e industrias guatemaltecas y consumidores residenciales, realizaron cambios en sus procesos productivos y hábitos de consumo, los cuales han incidido en que la demanda de energía no haya crecido en los niveles de anteriores años.

Para el periodo comprendido entre 2005 y 2011 el crecimiento interanual de la demanda de potencia tuvo su mayor pico en el 2006 con un 7.17% y su menor valle en el 2008 con un decrecimiento de 0.93%. El crecimiento observado en el 2011 respecto del 2010 fue de 1.59%, siendo la demanda máxima del 2011 de 1,491.16 MW.

Durante el año 2011 se incorporaron 9 centrales generadoras nuevas al Mercado Mayorista, aportando un total de 53.99 MW. La generación hidroeléctrica nueva representó el 71.96% de la potencia que entró en operación comercial (38.85 MW), contribuyendo así al cambio de la matriz energética hacia energías renovables.

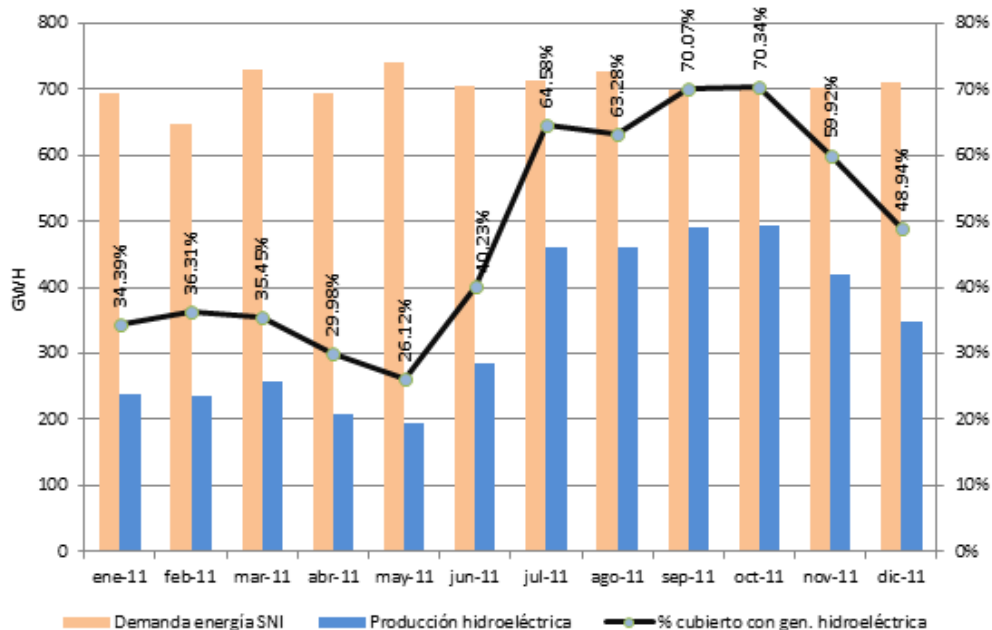
Figura No. 14 Proyección de la demanda del Sistema de Electrificación Nacional (SEN)



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista

6. Cobertura del Recurso Hídrico ante la Demanda de Energía. Para el año 2011 se tuvo que el porcentaje de la demanda energética cubierta por generación hidroeléctrica fue de hasta el 70% en los meses de invierno (septiembre y octubre). En la siguiente gráfica se puede observar como la oferta de energía hídrica se comportó dentro del mercado eléctrico.

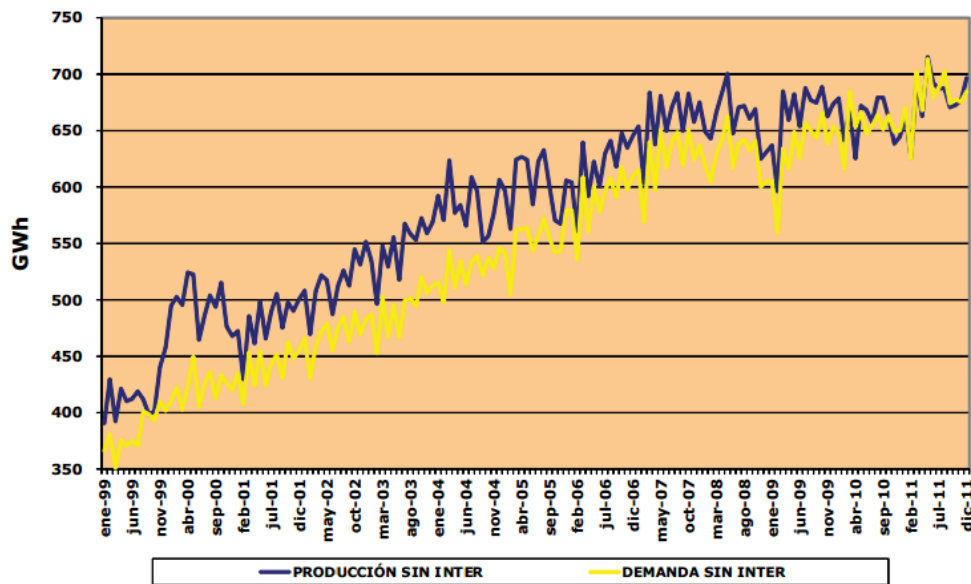
Gráfica No. 2 Porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) cubierta con Hidro



Fuente: Informe estadístico AMM, 2012.

Gráfica del comportamiento del comportamiento de la producción y demanda de energía durante los últimos años, según el AMM:

Gráfica No. 3 Producción y demanda mensual sin Interconexión



Fuente: Informe estadístico AMM, 2012.

7. Precio de oportunidad de la energía. En el Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, se realizan transacciones de energía al Precio de Oportunidad de la Energía (POE), que es el máximo Costo

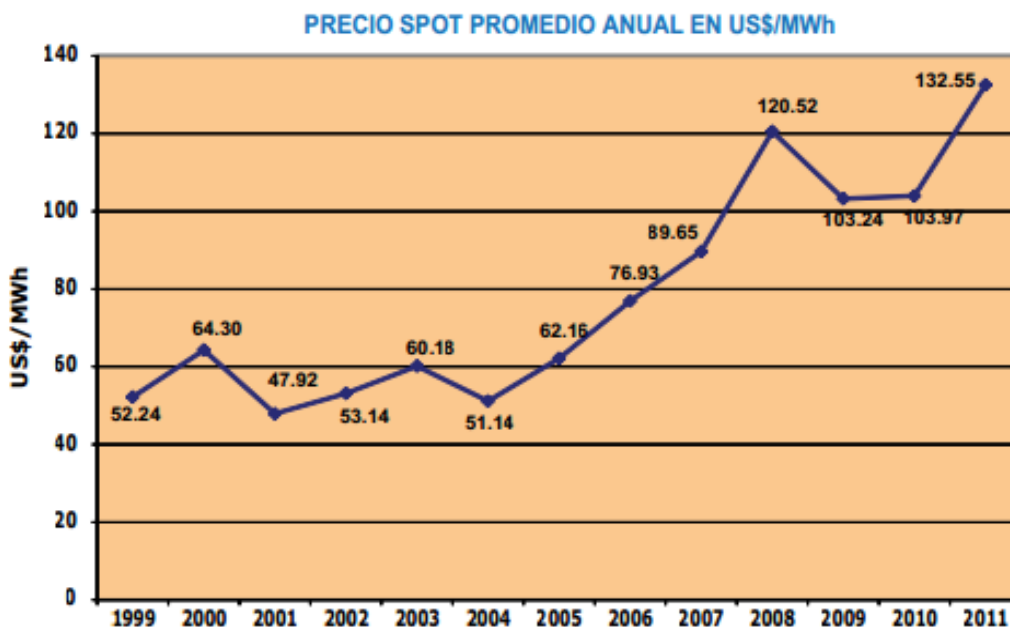
Variable que se incurre cada hora para abastecer un kwh adicional de demanda (costo marginal de corto plazo o precio spot).

Los valores horarios de la energía en el Mercado de Oportunidad reflejan el costo de producción del último megavatio despachado en condiciones económicas para abastecer el consumo. Desde su inicio el Mercado de Oportunidad de la Energía, se ha visto afectado por varios factores, destacando:

- Crecimiento de la demanda.
- Precio internacional de los combustibles (afecta en proporción directa los costos variables de los generadores térmicos).
- Las condiciones climáticas (que inciden directamente en la cantidad de energía hidráulica producida según sea la cantidad de agua disponible).
- Generación forzada establecida en los contratos existentes.
- Falla de unidades generadoras importantes.
- Entrada de nuevas centrales generadoras.

En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento histórico del precio spot, según las estadísticas del AMM:

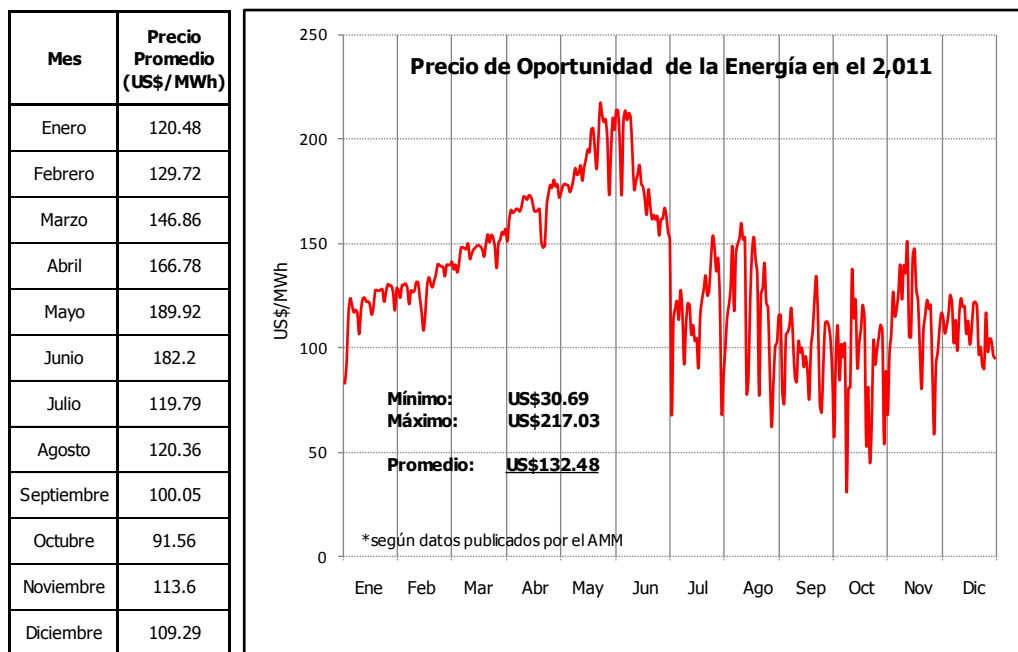
Gráfica No. 4 Precio spot promedio anual



Fuente: Informe estadístico AMM, 2012.

A continuación, los registros del AMM, presentan un gráfico con los Precios de Oportunidad de la Energía del año 2,011 y sus valores promedio mensuales:

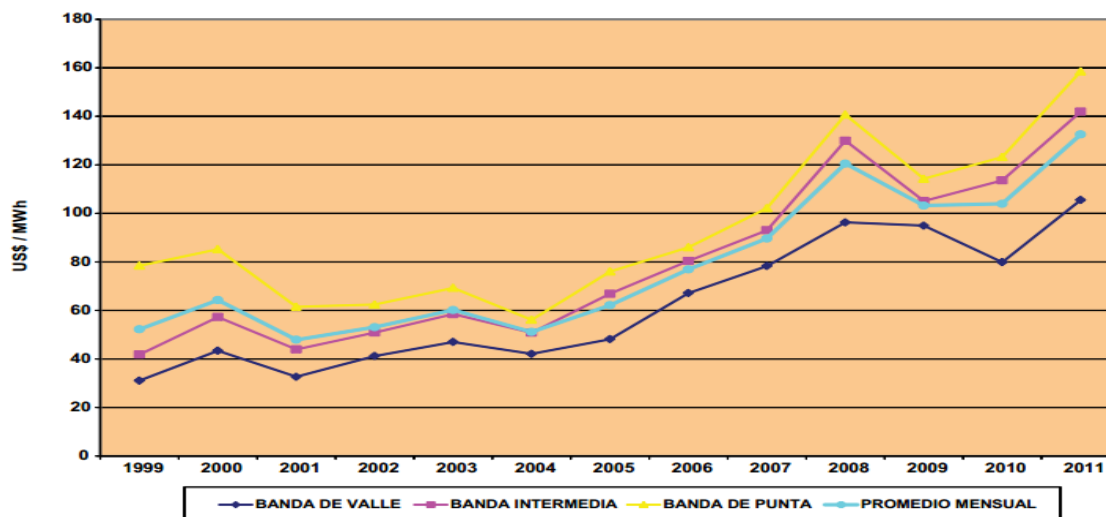
Gráfica No. 5 Precio de oportunidad de la energía



Fuente: Informe estadístico AMM, 2012.

8. Precios por banda horaria

Figura No. 15 Precios por banda horaria hasta el 2011



Fuente: Informe estadístico AMM, 2012.

Un caso particular para el Mercado de Oportunidad de la Energía fue el año 2008, el cual vale la pena resaltar; Uno de los factores relevantes ese año fue la volatilidad registrada en los precios del combustible búnker, los cuales se mantuvieron alrededor de los US\$70/BBL aproximadamente hasta el mes de abril, y

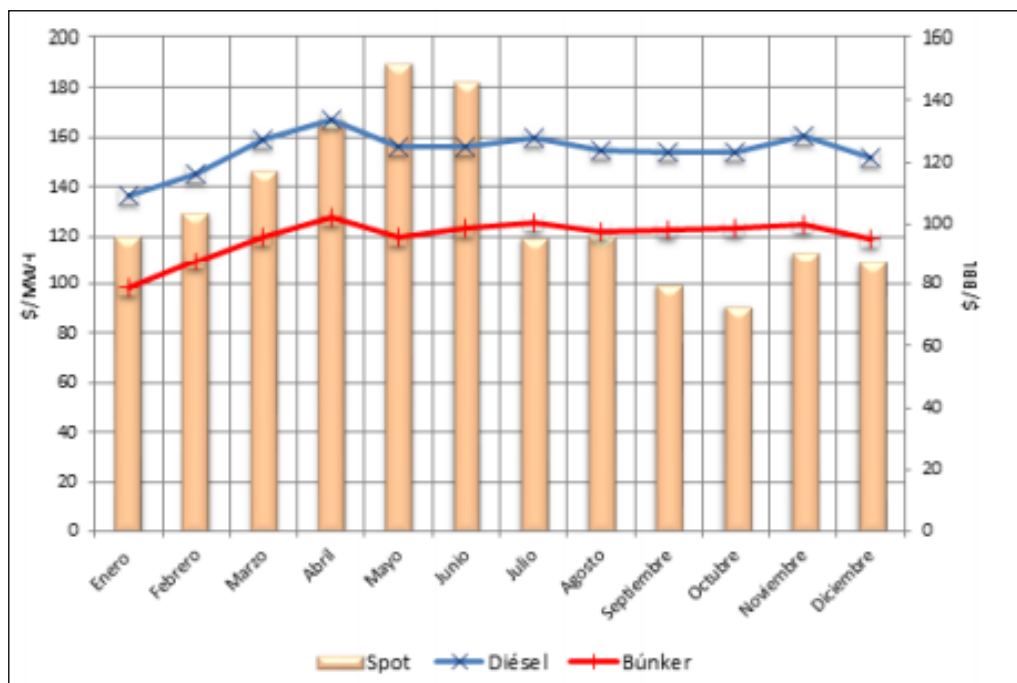
posteriormente tuvieron un incremento constante, hasta llegar a los precios máximos históricos en el mes de julio. Cabe destacar que el precio máximo alcanzado por el búnker utilizado para generación fue alrededor de US\$135/BBL. A partir de julio, los precios empezaron a bajar, hasta llegar a aproximadamente US\$30/BBL en el mes de noviembre. Otra característica importante en el año 2008, fue que el invierno se caracterizó por ser muy fuerte, logrando con esto que la generación hidroeléctrica se aprovechara al máximo.

Puesto que las unidades marginales del SNI, generalmente son las unidades o centrales que utilizan búnker para la generación de energía, la consecuencia en el aumento en los precios del búnker, fue que el Precio de Oportunidad de la Energía se incrementara proporcionalmente al aumento de dicho combustible, llegando a valores máximos alrededor de US\$170/MWH. Los precios elevados del búnker hicieron que esté se comportara como un bien escaso en el Mercado Internacional, teniendo como consecuencia que varios generadores guatemaltecos buscaran incrementar sus existencias de combustible para garantizar el abastecimiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI), comprando inventarios considerables en el periodo con mayores niveles de precios.

Al contar con inventarios grandes de búnker, adquiridos a precios altos y con un aprovechamiento máximo de la capacidad hidroeléctrica por un invierno copioso, el Precio de Oportunidad de la Energía no respondió inmediatamente a la baja en los precios del búnker. La reducción en el Precio de Oportunidad de la Energía se registró hasta el mes de diciembre, mes en el cual ya se había consumido gran parte de los combustibles adquiridos a un precio alto y se había adquirido nuevo combustible a precios menores.

En las siguientes gráficas puede observarse el comportamiento del Precio de Spot de la energía, comparado con los precios de generación por medio de combustibles en el año 2011, siendo posible identificar en las mismas las variaciones de los precios de uno con respecto a los precios del otro. Excepto en los meses de invierno, donde la generación hidroeléctrica domina los precios del mercado.

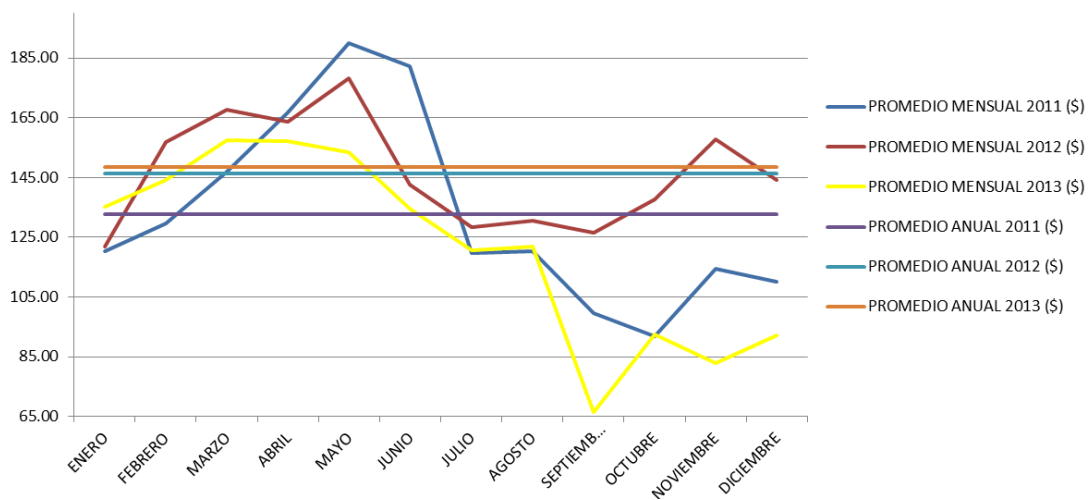
Figura No. 16 Precio spot y precio del barril de petróleo



Fuente: CNEE, 2012.

9. Precio spot promedio año 2011-2013. Para el periodo del 2011 al 2013, se puede ver el precio spot promedio en la siguiente gráfica, que presenta los valores mensuales del precio spot y el valor promedio anual del precio spot.

Figura No. 17 Precio spot promedio mensual años 2011, 2012 y 2013



Fuente: AMM, 2014.

La siguiente tabla muestra los precios mensuales promedio desde el año 2011 al presente año.

Cuadro No. 4 Precio spot promedio mensual

Mes	Promedio mensual 2011 (\$)	Promedio mensual 2012 (\$)	Promedio mensual 2013 (\$)
Enero	120.48	121.9	135.35
Febrero	129.72	156.93	144.26
Marzo	146.86	167.65	157.49
Abril	166.78	163.73	157.19
Mayo	189.92	178.13	153.48
Junio	182.2	142.5	134.5
Julio	119.79	128.34	120.6
Agosto	120.36	130.5	121.81
Septiembre	99.56	126.49	66.35
Octubre	91.86	137.66	92.46
Noviembre	114.39	157.73	82.73
Diciembre	110.2 2	144.32	92.18
Promedio	132.68	146.32	148.57

Fuente: AMM, 2014.

10. Tipos de mercados de comercialización de la energía

- Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de la oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.
- Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos, sin embargo, no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.
- Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia Firme de los Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones.

11. Plan de expansión del Sistema de Transporte y Costos de peaje de la energía

Figura No. 18 Plan de expansión del sistema de transporte 2018



Fuente: CNEE, 2014

La ampliación de la red de transmisión eléctrica de Guatemala derivada del Plan de Expansión de la Transmisión (PET-1), elaborado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-, y que dio lugar a la licitación para la construcción de 853 kilómetros de líneas en 230 KV, que fue adjudicada a un consorcio colombiano, provocará un aumento en el peaje principal que actualmente se paga.

Tomando en cuenta que el canon anual adjudicado es del orden de los 32 millones de dólares anuales, se puede estimar que esto represente cerca de 1.5 US\$/KW-mes adicional al peaje actual, y con lo cual se estima que por concepto de peaje y canon se pague cerca de 3.0 US\$/KW-mes.

Sin embargo, un aspecto positivo de ello, es que en el largo plazo el valor por KW-mes pueda disminuir por crecimiento en la demanda de potencia y ser distribuido en las potencias contratadas de todos los agentes. Asimismo, resaltar la importancia que al tener un sistema de transporte fortalecido se disminuirán los cargos por pérdidas en transporte.

V. Metodología

Por medio del uso de mapas del Instituto Geográfico Nacional (IGN) con escala 1:50,000 y el software de fotogrametría Google Earth TM, se realizó la identificación de varios sitios con condiciones óptimas para la ubicación y desarrollo de proyectos hidroeléctricos de bombeo.

Una vez identificados, se procedió a proponer un diseño conceptual utilizando curvas de nivel con precisión de 5 m, y ortofotomapas. El diseño conceptual consto del diseño de todas las obras que podrían componer proyecto, siendo estas: Obras de toma, conducción presurizada, casa de máquinas, conducción sin presión, embalses de regulación y cámara de carga.

Se procedió a realizar visitas de campo a los diferentes sitios identificados, para la corroboración de datos, análisis de la geología local y la condición de la cuenca de estudio. Luego de realizar las distintas visitas de campo se verifico los supuestos asumidos para el diseño conceptual y se cambió los mismos según observaciones.

Se elaboraron modelos financieros para cada sitio con el uso del software “RETscreen®EInternational, Clean energy Project analysis software”, y se calcularon los posibles escalonamientos en los precios de la energía y la construcción para elaborar análisis de sensibilidad y riesgos.

Se realizó un modelo del mercado energético nacional y se comparara contra los resultados del análisis de sensibilidad para establecer un periodo o plazo para el desarrollo óptimo de estos proyectos.

VI. Resultados

Los resultados de este trabajo, se pueden dividir en 5 etapas, las cuales son: identificación de sitios, visitas de sitios, diseño preliminar de sitios, elaboración de presupuestos y modelos financieros y proyección de mercado.

A. Identificación de sitios

Durante esta etapa se ha estudiado diferentes sitios, por medio de hojas que fueron proporcionadas por el IGN, en escala 1:50,000. Utilizando estas hojas, se ha estudiado zonas que pudieran tener potencial y ubicaciones probables para embalses superiores. Los sitios seleccionados por medio de esta identificación, se describen a continuación.

Además de esto, se estudió la geología regional, debido al fuerte impacto que pudiera tener en los costos de construcción del proyecto. El estudio se ha realizado utilizando mapas escala 1:250,000.

1. **Lago de Atitlán.** El Lago de Atitlán es un cráter volcánico, que explotó y actualmente forma una caldera en el centro del volcán. Este origen volcánico determina su relevo e hidrología. Ubicado en el departamento de Sololá, este lago cubre un área aproximada de 120.14 km². El proyecto que se propone en este lago pretende utilizar el recurso existente en el lago y construir un embalse artificial en la cima una montaña entre la comunidad Santiaguito y el volcán Tolimán.

Figura No. 19 Vista en Google Earth, sitio Lago de Atitlán



Fuente: Google Earth, 2014

Si se llegara a construir este proyecto, existe la posibilidad de ampliar su capacidad en un poco más del 60% de la potencia instalada. Esta ampliación sería posible construyendo un embalse en la segunda plataforma formada naturalmente y ampliando la capacidad del embalse existente.

2. **Laguna de Ayarza.** Al igual que el lago de Atitlán, la laguna de Ayarza es una actual laguna que se formó en un cráter de volcán que explotó millones de años atrás.

Ubicado en el departamento de Santa Rosa, la laguna posee aproximadamente 13 km². El proyecto a realizar aquí consiste en construir un embalse artificial en la región Nor-Este del lago. El embalse propuesto permitirá el almacenamiento de recurso de manera diaria.

3. **Lago de Amatitlán.** El lago de Amatitlán, es un lago de origen volcánico al igual que los sitios presentados anteriormente. Ubicado en el departamento de Guatemala, se considera al lago un tanque de almacenamiento forzado para los desechos de la ciudad que llegan al lago mediante el río Villalobos. Además de esto el lago también sirve como embalse de regulación para la hidroeléctrica Jurum Marinala.

4. **Sitios estudiados, pero descartados.** Además de los tres sitios escogidos, se estudió de manera preliminar algunos otros sitios. Estos sitios fueron algunos de los otros lagos existentes en Guatemala. Se hizo un estudio sobre la laguna Yolnabaj, en Nenton Huehuetenango; La laguna Maxbal en Barrillas Huehuetenango; la laguna causada por el embalse de la central hidroeléctrica propiedad del INDE (Instituto Nacional De Electrificación) Chixoy; el otro sitio que inicialmente se consideró apropiado pero posteriormente se desechó fue el lago Guija. Estos posibles sitios se han desechado originalmente, sin embargo, esto no implica que estos sitios no puedan ser desarrollados bajo nuevos puntos de vista o conceptos aplicables.

Ente las principales limitantes que se encontró en el posible desarrollo de estos, estuvieron condiciones topográficas, donde se hubiera requerido la construcción de conducciones demasiado largas para el posibles desarrollo de las centrales. Los otros aspectos que generaban preocupaciones era la falta de condiciones para realizar embalses.

B. Visita de Sitios

Las visitas a sitios, consistieron en ir a conocer el sitio de estudio, de preferencia el área del embalse superior, además de identificar posibles hitos geográficos que pudieran afectar en el diseño de las centrales. Se buscó identificar mantos rocosos presentes en la zona, para determinar la calidad aparente de los mismos. La finalidad de la visitas era corroborar preocupaciones geológicas o topográficas que pudieran haber en los sitios, así como el uso de la tierra en la zona y las principales limitantes que pudieran encontrarse en el desarrollo de las centrales.

Debido al origen volcánico de las lagunas, se observó tendencias similares y formaciones rocosas similares en los 3 sitios. De las formaciones rocosas, se podría comentar que se ha visto que las mismas son muy fracturadas, haciendo así la alternativa de colocación de túnel un poco más complicada. Sin embargo se considera que los mantos rocosos si son estables y a pesar del fracturamiento se podrían considerar que para la excavación podrían ser estables y requerirían únicamente de estabilización preventiva y una impermeabilización aprovechando el recubrimiento estructural que se le debería colocar al túnel.

1. **Laguna de Ayarza.** La visita a este sitio se realizó el día 11 de septiembre, durante las primeras horas de la mañana y se logró observar algunos parámetros geológicos del sitio y de la región en general. Es importante destacar que de todos los sitios estudiados este sitio es el que menor aprovechamiento turístico tiene, por lo que el valor de la tierra es el menor de todos los sitios.

Los resultados de la visita comprenden un análisis cualitativo de los posibles materiales que se podrían encontrar en la zona. Donde destacan los materiales de los taludes en los caminos aledaños al sitio, que se caracterizan por tener una buena estabilidad y tener una composición de arenas-limos. Se considera que la estabilidad de los materiales es buena, ya que se encontraron taludes de hasta 8 metros aproximadamente con pendientes casi verticales y no se presentaban signos de tener derrumbes a pesar de ser época de invierno. Sin embargo en se considera que no son impermeables dado que el tamaño de partícula presente en las formaciones es demasiado grande y no presenta cohesión alguna.

En las siguientes figuras, se observa como es el tipo de roca presente en el terreno de la zona. De la cual se puede concluir que tiene un alto fracturamiento. Además de esto se ha logrado observar que es poco probable que se encuentre roca kárstica en la zona, ya que no se presenta la topografía típica de este tipo de material, ni se lograron ver cavernas típicas de este material.

Figura No. 20 Material encontrado en los taludes excavados para los caminos aledaños al sitio de estudio



Fuente: Elaboración propia

Figura No. 21 pendiente de los taludes de los caminos aledaños al sitio de estudio



Fuente: Elaboración propia

Figura No. 22 Manto rocoso presente en la zona del embalse (vista camino)



Fuente: Elaboración propia

Figura No. 23 Manto rocoso presente en la zona del embalse (vista laguna)



Fuente: Elaboración propia

2. Lago de Atitlán. La visita del lago de Atitlán, se realizó el viernes 19 de septiembre del 2014. En este caso debido a la falta de accesos presentes en la zona, se buscó identificar condiciones geológicas que se pudieran encontrar en los sitios de estudio. De las principales conclusiones que se pudieron sacar de esta visita estuvo la presencia de rocas ígneas volcánicas con alta fracturación.

Figura No. 24 Mantos rocosos a la orilla del camino San Lucas Toliman a Santiago Atitlán



Fuente: Elaboración propia

En este caso se confirmó los datos obtenidos en la identificación de geología inicial. A la orilla del lago, se encontró que existía una presencia de un material rocoso, sin embargo no se logró identificar un manto rocoso como tal.

Además, se encontró en la zona una gran cantidad de material volcánico, y se cree que esta zona puede haber sido un sitio donde el volcán Toliman, hizo erupción y el magma se secó por etapas, posiblemente durante la etapa de formación del lago, siendo cada uno de las plataformas diferentes etapas de erupción.

Figura No. 25 Sitio de estudio



Fuente: Elaboración propia

En cuanto a la permeabilidad del material encontrado, se encontraron ciertas zonas con un material arcilloso que podría servir como recubrimiento para el embalse, siendo este un material impermeable que evitaría la mayoría de filtraciones.

Una de las principales preocupaciones que se tenía para este tipo de proyectos es la presencia de rocas karsticas, sin embargo en este caso se considera que es poco probable la presencia de este material, no solo por el origen volcánico, sino porque se han encontrado pequeñas quebradas y arroyos que usualmente no se presentan en zonas kársticas.

3. Proyecto el Durazno, Amatlán. La visita a este sitio, se realizó el día 11 de septiembre, y en la misma se buscó identificar las condiciones del embalse natural llamado “El Durazno”. Además, se buscó encontrar condiciones geológicas que pudieran afectar el futuro del proyecto.

Entre las principales observaciones que se destacan de la visita, está la impermeabilidad que presenta el material en el fondo de fosa “El Durazno”, con lo que se estima que la utilización de materiales para impermeabilizar el mismo no sería necesaria. En siguiente figura, se puede observar cómo se presenta agua empozada en el centro de la laguna.

Figura No. 26 Vista sitio el Durazno



Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las condiciones geológicas, no se logró ver mantos rocosos que afloraran y permitieran su identificación, sin embargo, debido a la similitud de la zona con los otros proyectos, ya que todos son considerados calderas volcánicas, se puede considerar que condiciones geológicas similares a las de los otros sitios podrían ser encontradas en este.

C. Diseño y resumen de sitios

1. Diseño de obras. Entre los diseños se consideraron, los parámetros y la bibliografía utilizada que se presenta a continuación.

a. Embalse inferior. Para el diseño de estas obras, se ha propuesto la utilización de calderas volcánicas con pendientes fuertes en las laderas que las contienen. Dado que estos reservorios almacenan una gran cantidad de recurso, se ha estudiado como factor principal la variación en los niveles de los mismos. Otro parámetro chequeado para el diseño y construcción de estas obras es el tipo de material que se pudiera llegar a encontrar en la orilla del reservorio.

b. Embalse superior. Para el diseño de esta obra, se ha chequeado en base a la visita realizada, la posible permeabilidad del material que se pudiera encontrar, además de la estabilidad en taludes existentes para la proyección de taludes en estas obras. Como parámetro para la selección del tamaño de embalse, se ha estudiado las condiciones topográficas presentes.

c. Las obras de toma o presurización para la generación. Estas obras han sido diseñadas tomando en cuenta la sumergencia requerida para que no se generen vórtices en la entrada del conducto presurizado. La generación de vórtices podría causar el ingreso de aire en los conductos y el colapso interno de los mismos. La sumergencia será la columna de agua mínima requerida sobre la entrada al conducto presurizado. Esta columna de agua viene definida por la ecuación 6 (ASCE, 1989).

$$S = C' * d * \left(\frac{V}{\sqrt{gd}}\right) \quad (6)$$

Donde:

S= sumergencia requerida (metros)

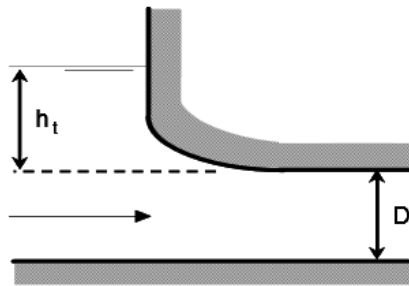
d= Diámetro de la tubería o conducto presurizado (metros)

V= Velocidad en el ingreso al conducto presurizado (metros/segundo)

g= gravedad (metros/segundo²)

C'=coeficiente empírico definido en (Gulliver, 1986). El valor para aproximaciones simétricas equivale a 1.7 m, y el valor para aproximaciones asimétricas de 2.2.

Figura No. 27 Esquema de la sumergencia requerida para conductos presurizados (h_t representa s en la ecuación 6)



Fuente: ESHA, 2004.

Además se han propuesto esquemas generales para el ingreso del recurso al sistema presurizado, dominando en este caso el abocinamiento en la entrada para minimizar las pérdidas causadas por el ingreso del recurso hacia un conducto.

d. Conductos presurizados. La selección entre utilizar túnel o no, se ha realizado basado en las visitas y la topografía del sitio. Estas obras preliminarmente, fueron diseñadas bajos distintos parámetros los cuales se presentan a continuación.

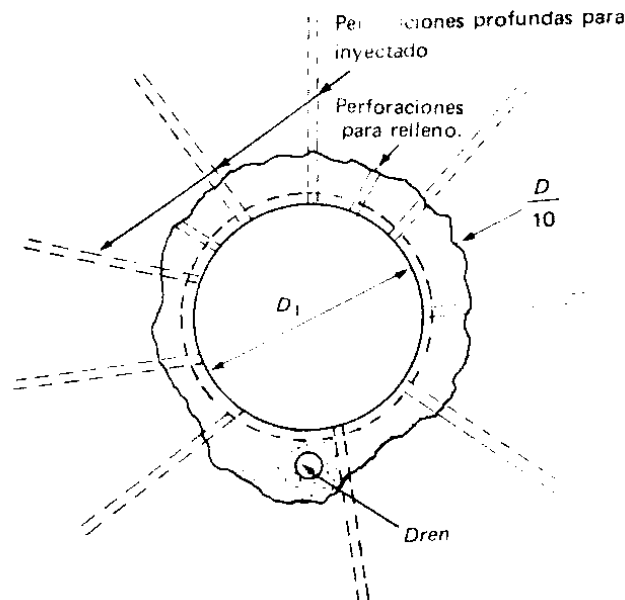
- Túnel. Para el diseño del túnel se consideró fuertemente la geología local. Se ha considerado si se deberá colocar un revestimiento debido a las posibles fugas que pudiera haber en el material rocoso. Se ha

considerado si los mantos rocosos observados en las visitas podrían ser estables para la construcción de un túnel, o estos podrían presentar problemas durante la realización del mismo.

Debido a la complejidad y el bajo alcance en las exploraciones geológicas realizadas, el revestimiento del túnel se ha seguido utilizando la recomendación de utilizar un revestimiento estructural equivalente al 10% del diámetro del túnel, presentada en el libro “Obras Hidráulicas” (Herrera, 1987).

Además se ha considerado si el tamaño requerido para el caudal seleccionado, cumpliría con el tamaño mínimo para la construcción de túneles. Este diámetro deberá ser como mínimo de 2.0 metros (Herrera, 1987). Se considera que para la construcción de un túnel excavado con maquina este diámetro debería ser mayor. Las máquinas túneladoras, suelen estar diseñadas para la excavación de túneles con diámetros de 5 metros (ASCE, 1989).

Figura No. 28 Pre dimensionamiento de túnel



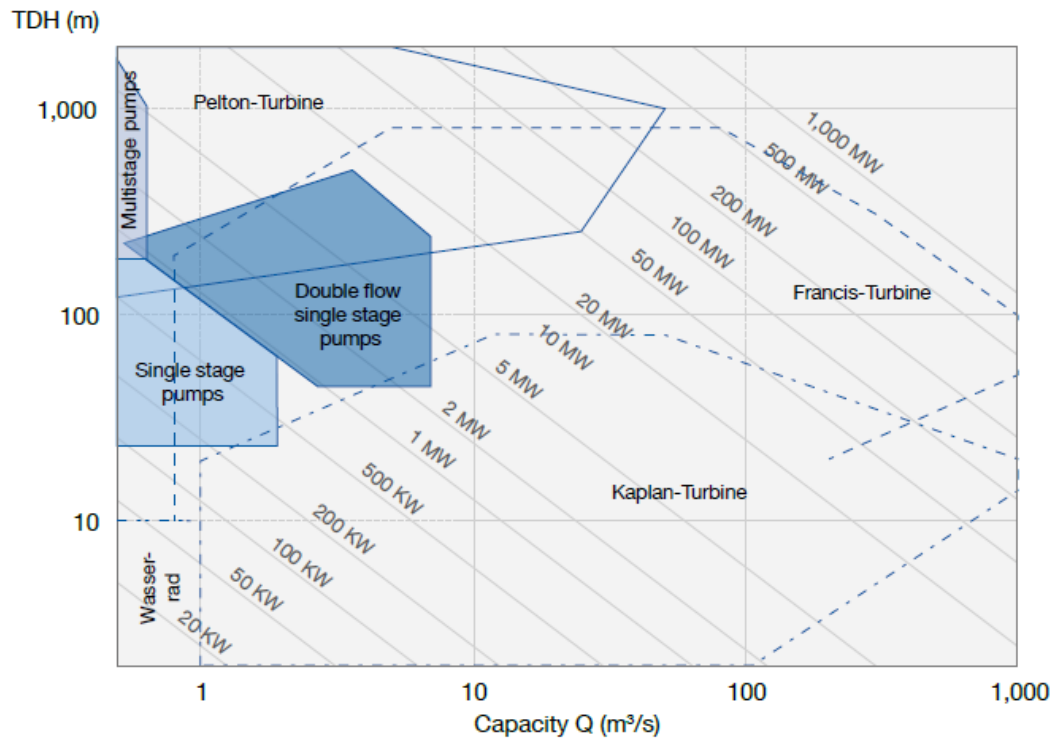
Fuente: Herrera, 1987.

- Tuberías de presión (penstock). Esta obra consiste en conductos presurizados de acero. Se ha seleccionado acero ASTM A139 Grado E el cual tiene propiedades mecánicas de resistencia a la fluencia f_y 50,000 psi, y resistencia última f_u 65,000 psi (ASCE, 1989). La tubería se consideró como isostática enterrada, asimismo se estimara que se utilizara 1 m^3 por cada cm de diámetro en la tubería para los bloques de anclaje en cada codo. Debido a la sumergencia requerida para las máquinas, será necesario la construcción de una bóveda para que la tubería logre llegar al nivel de la turbina.

El diseño final de ingeniería de detalle deberá basarse en las normas propuestas en el Manual M11 “Steel Water Pipe, a Guide for Design and Installation” de American Water Works Association.

1. Casa de máquinas. La casa de máquinas se ha diseñado basándose en los requerimientos de las máquinas hidráulicas, además se ha asignado un espacio para los equipos auxiliares y cuartos de control. Según la profundidad requerida por las máquinas se diseñaran como cavernas o como casas de máquinas convencionales excavadas. Para las máquinas hidráulicas o turbo máquinas, primero se ha realizado una selección del tipo de turbina a utilizar basados en la siguiente gráfica presentada por Sulzer, fabricante de turbinas y bombas con amplia experiencia en proyectos de este tipo.

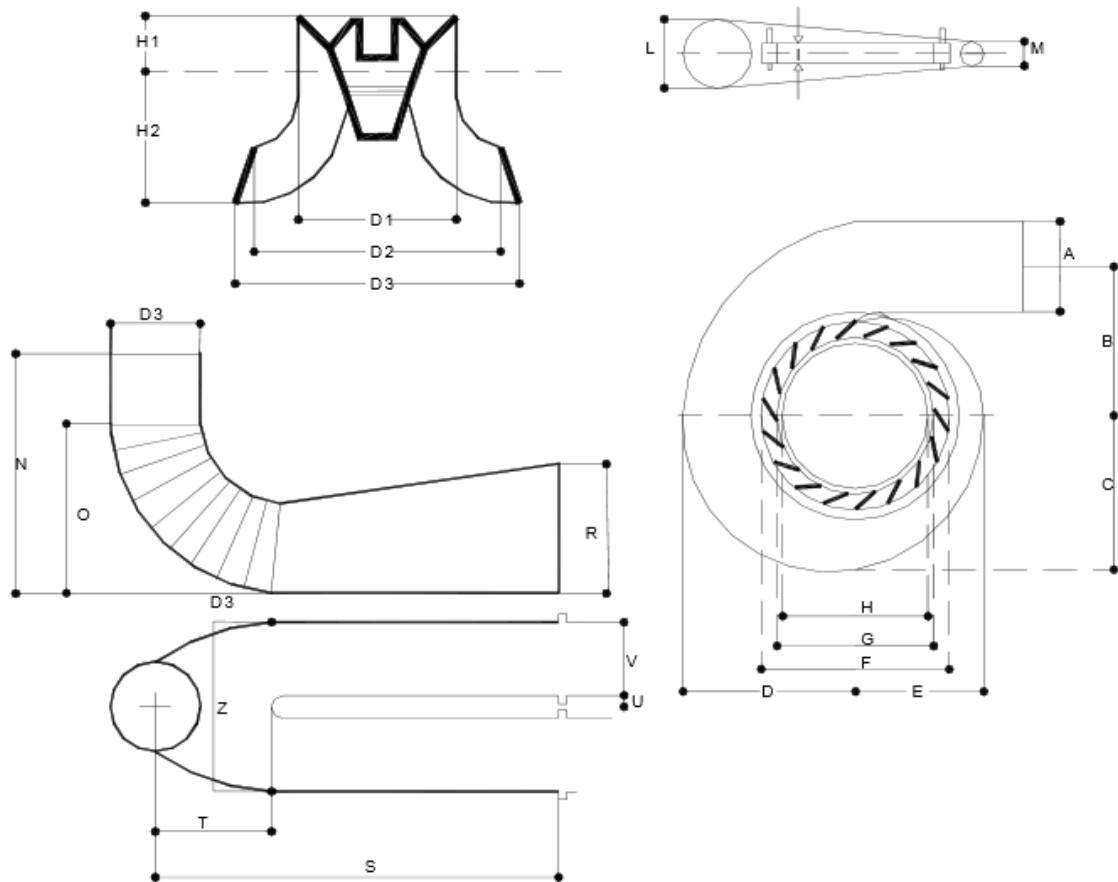
Figura No. 29 Gráfica de aplicación de diferentes tipos de turbinas, bombas y bombas-turbina.



Fuente: Sulzer, 2014

Luego de la selección del tipo de turbina, se realizó un pre dimensionamiento de las mismas. Basados en la velocidad específica de la turbo máquina, De Siervo y De Leva en 1976, propusieron formulas empíricas para el dimensionamiento de máquinas hidráulicas. Además se ha utilizado conceptos presentados en (Warnick, 1984), para determinar la velocidad específica de cada proyecto.

Figura No. 30 Dimensiones principales turbo máquinas tipo Francis



Fuente: De Siervo, De Leva, 1976.

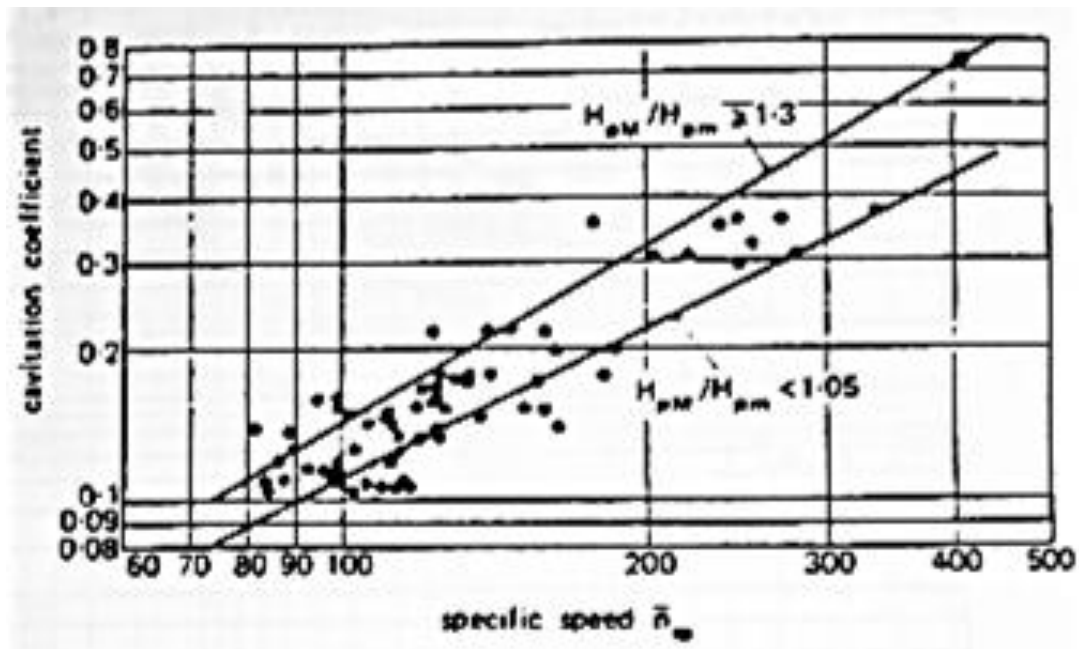
Según la ASCE en su publicación “Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments, Volume 5: Pumped Storage and Tidal Power”, el dimensionamiento de la maquina vendrá dominado por el modo de bomba, por lo que utilizar las formulas propuestas por De Siervo y De Leva, para dimensionar turbinas es adecuado si se utiliza la velocidad específica de la bomba. Basados además en la velocidad específica de la máquina, en (Warnick, 1984) se propone una relación entre la altura neta de succión positiva y un coeficiente de cavitación, con lo que se ha estimado la sumergencia requerida para las máquinas.

$$\sigma_{cr} = \frac{NPSH}{H} \quad (7)$$

Donde:

σ_{cr} = coeficiente de cavitación definido por la gráfica en la siguiente figura.

Figura No. 31 Relación entre velocidad específica y coeficiente de cavitación



Fuente: (ASCE, 1989)

NPSH= Caída neta positiva de succión (Net Positive Suction Head)

H= Caída neta en modo de bombeo

2. Resumen de sitios. A continuación se presenta un resumen del diseño de las obras que componen los proyectos seleccionados, en el Anexo B se encuentran planos conceptuales del modelo propuesto.

a. Laguna de Ayarza. El proyecto de la laguna de Ayarza sería un proyecto de 144 Mega Watts de potencia instalada, que utilizaría una bomba turbina de velocidad variable. El embalse del proyecto se emplazaría sobre en el lado sur de la Laguna, sobre un cerro llamado “Cerro Alto”. La altura bruta del proyecto comprende de 539 metros. El caudal de diseño del proyecto será de 32.38 m³/s.

La justificación de la selección de parámetros y dimensiones para el diseño del proyecto se presenta a continuación.

1) Caudal de diseño. La selección del caudal de diseño se ha realizado en base a la capacidad del embalse. Dado que el embalse se propone sobre un cerro, la topografía limita la capacidad del mismo. El caudal de diseño corresponde a 32.38 m³/s. Para lograr este caudal, se necesitara un volumen de embalse de 466,388 m³. Para la laguna significa una variación en su nivel de 3 cm, lo que sería imperceptible para los pobladores y no tendría efecto en el turismo de la zona.

Figura No. 32 Proyecto Laguna de Ayarza



Fuente: IGN, 2009.

2) Caída o salto. La caída o salto se ha seleccionado utilizando una cota conveniente para la construcción del embalse superior, por lo que este parámetro también es dependiente del emplazamiento del embalse. La altura bruta variara 12 metros por la composición del embalse. Sin embargo, se ha utilizado el promedio entre la cota mínima y máxima para obtener la caída de máxima eficiencia. La altura máxima del embalse corresponde a la cota 1950 msnm, y la altura mínima a 1938 msnm. La altura promedio en el embalse inferior es la 1405 msnm.

3) Embalse. El embalse superior se propuso sobre la cota 1950 msnm, excavado y con una profundidad útil de 12 metros. Además se realizara un canal excavado en el fondo del canal para llegar a cumplir con la sumergencia requerida de 4.52 metros.

Se espera embalsar hasta $466,388 \text{ m}^3$ de recurso, suficiente para generar durante 4 horas con un caudal de $32.38 \text{ m}^3/\text{s}$. El embalse ha sido diseñado para seguir la forma de la cota propuesta y se espera que para la construcción del mismo se realice una excavación del $1,082,370 \text{ m}^3$. Un botadero para este material deberá ser localizado.

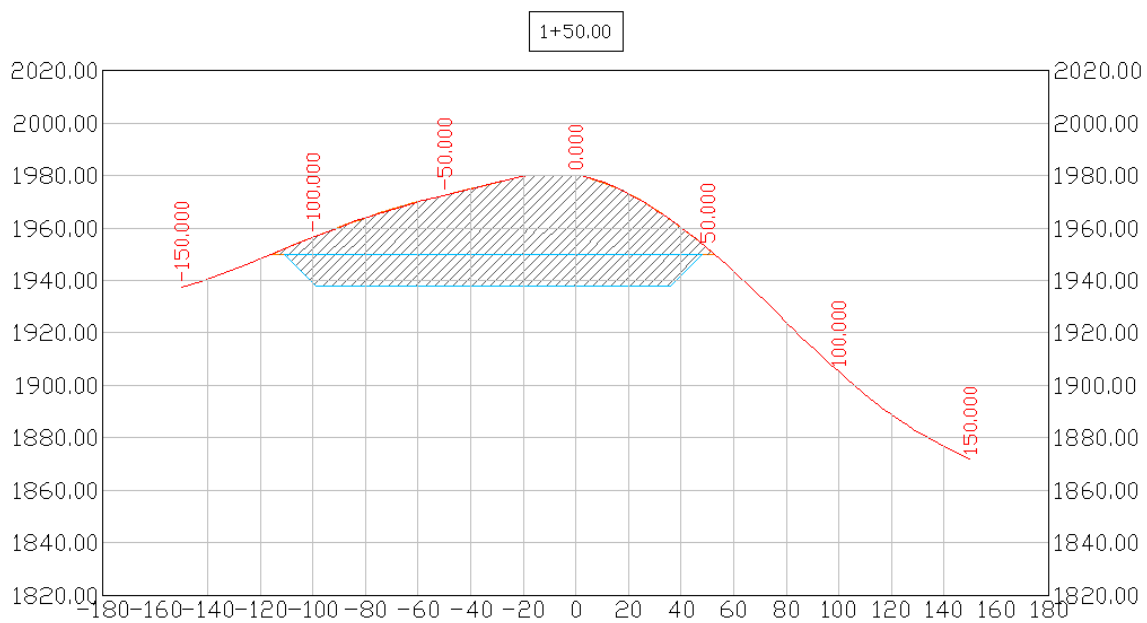
Cuadro No. 5 Volumen de embalse basado en secciones transversales

Estación	Área (m ²)	Volumen (m ³)	Volumen Acumulado (m ³)
0	0	0	0
31	0	0	0
50	1,429	27,033	27,033
100	2,265	92,350	119,383
150	1,758	100,575	219,958
200	1,066	70,600	290,558
250	469	38,375	328,933
300	538	25,175	354,108
350	686	30,600	384,708
400	806	37,300	422,008
430		44,330	466,338

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro anterior, se muestra como se determinó el volumen de embalse basados en secciones transversales que se han sacado del mismo. Una sección típica del embalse se presenta a continuación.

Figura No. 33 Sección típica embalse Proyecto Ayarza



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 6 Volumen de corte en embalse basado en secciones transversales

Estación	Área (m ²)	Volumen (m ³)	Volumen Acumulado (m ³)
0	0	0	0
31	0	0	0
50	2,386	45,120	45,120
100	5,712	202,450	247,570
150	4,899	265,275	512,845
200	2,306	180,125	692,970
250	854	79,000	771,970
300	1,069	48,075	820,045
350	1,688	68,925	888,970
400	1,890	89,450	978,420
430		103,950	1,082,370

Fuente: Elaboración propia.

4) Conductos presurizados. Se ha seleccionado utilizar una tubería de acero o penstock, de 2.5 metros de diámetro. La selección del mismo responde en minimizar las pérdidas hidráulicas. La instalación de la misma se hará enterrada en su mayoría, y luego “expuesta”, ya que casi en la entrada a la casa de máquinas, se deberá colocar un túnel para colocación de la misma y que esta alcance la profundidad requerida por las máquinas hidráulicas. La longitud total del conducto es de 988.05 metros. Inicia en la elevación 1932.27 msnm, y termina en la elevación 1379 msnm.

Debido a la forma en que se plantea la construcción del embalse y los conductos, será complicada la realización una chimenea de equilibrio o “surge tank”, por lo que consideraciones adicionales deberán ser tomadas en cuenta para mitigar el efecto del golpe de ariete y el aumento de presión en el conducto.

5) Casa de máquinas. La casa de máquinas, se ha proyectado excavada, utilizando muros de concreto con una profundidad total de 33.34 metros. Esta excavación se ha planteado como alternativa a la realización de una caverna para lograr la altura de succión requerida por la bomba. En la casa de máquinas se prevé que estén localizados todos los equipos de protección y control para el generador.

Las dimensiones de la turbina bomba, según el método propuesto por (de Siervo y de Leva, 1976), se presentan a continuación:

Cuadro No. 7 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 1

Parámetro	Dimensión	
D3	0.73	m
Ku	0.44	m
D1	1.60	m
D2	0.74	m
H1	0.68	m
H2	0.62	m

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 8 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 2

Parámetro	Dimensión	
A	0.60	m
B	1.56	m
C	1.64	m
D	1.76	m
E	1.59	m
F	2.54	m
G	1.98	m
H	1.70	m
I	0.10	m
L	0.66	m
M	0.44	m

Fuente: Elaboración propia.

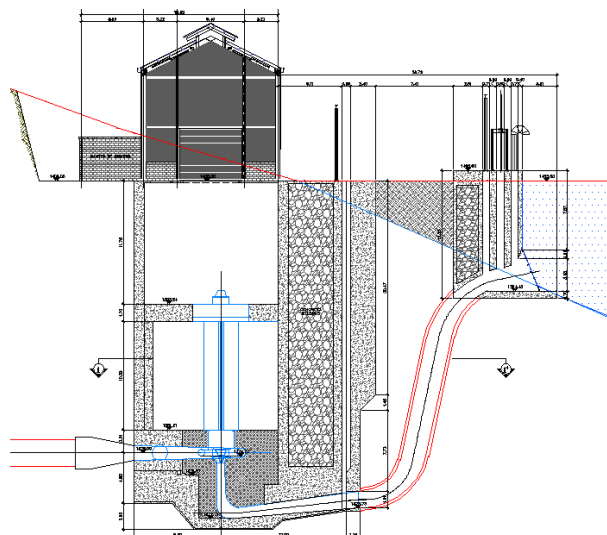
Cuadro No. 9 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 3

Parámetro	Dimensión	
N	3.93	m
O	2.55	m
P	0.97	m
Q	0.73	m
R	1.16	m
S	9.91	m
T	1.09	m
U	0.34	m
V	1.54	m
Z	2.38	m

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad específica de la bomba se estableció en 52.51 (rpm, m³/s, KW). La altura que deberá estar colocada la maquina por debajo del nivel del reservorio inferior para evitar cavitación es de 25.43 m.

Figura No. 1 Sección transversal Casa de Máquinas proyecto Ayarza



Fuente: Elaboración propia.

El área total que ocupara el cajón donde estará excavada la casa de máquinas será de 187 m^2 y el movimiento de tierra será del orden de 4780 m^3 .

6) Descarga o desfogue. La descarga o desfogue se realizara por un conducto que tendrá un diámetro de 2.5 metros, y que tendrá forma de S para minimizar costos en la construcción de este. La entrada del mismo poseerá una reja para evitar el ingreso de material flotante o piedras grandes que pudieran dañar el equipo por el efecto de la abrasión.

7) Caminos de acceso. Para el ingreso a la casa de máquinas y el embalse superior, será necesaria la construcción de 5.3 km de camino de acceso. El acceso se realizara desde el camino que viaja desde la comunidad Ayarza, hasta la comunidad Tapalapa.

8) Línea de transmisión. La interconexión de este proyecto, se propone realizarse en 230 KV, en la subestación Moyuta, con el mismo voltaje que la línea. Se espera sean aproximadamente 30 km en línea recta. Al interconectarse en esta estación, el proyecto quedaría interconectado con el SIN y el SIEPAC.

b. Lago de Atitlán. El proyecto del Lago de Atitlán, sería un proyecto de 201.9 MW de potencia instalada, que utilizaría una bomba turbina, de una sola etapa. El proyecto se realizaría en las faldas del volcán Tolimán entre las comunidades de San Lucas Tolimán y Santiago Atitlán. La altura bruta del proyecto es de 155 metros, y el caudal de diseño será de $159.85 \text{ m}^3/\text{s}$.

La justificación de la selección de parámetros y dimensiones para el diseño del proyecto se presenta a continuación.

1) Caudal de diseño. La selección del caudal de diseño se ha realizado en base a la capacidad del embalse. Dado que el embalse se propone sobre un cerro, la topografía limita la capacidad del mismo. El caudal de diseño corresponde a $159.85 \text{ m}^3/\text{s}$. Para lograr este caudal, se necesitaría un volumen de embalse de $2,301,855 \text{ m}^3$. Esta capacidad estará limitada por la topografía del sitio. Para el lago este volumen significa una variación en su nivel de 1.9 cm, lo que sería imperceptible para los pobladores y no tendría efecto en el turismo de la zona.

Figura No. 34 Sitio de estudio proyecto Atitlán



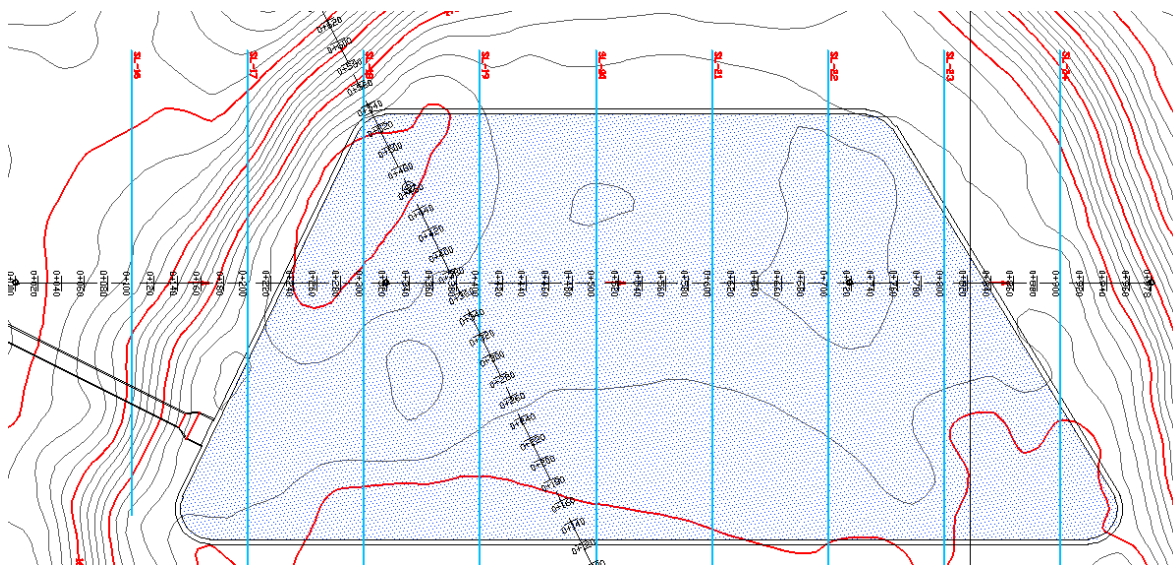
Fuente: IGN, 2009.

2) Caída o salto. La caída o salto se ha seleccionado utilizando una cota conveniente para la construcción del embalse superior, por lo que este parámetro también es dependiente del emplazamiento del embalse. La altura bruta variara 10 metros para así obtener un volumen útil de embalse de $2,301,855 \text{ m}^3$ (ver cuadro 10). La cota máxima del embalse será la cota 1,715 msnm, y la cota mínima la 1705 msnm. La elevación del lago se ha determinado en la cota 1,555 msnm. La altura bruta de diseño se ha tomado como 155 metros, para generación y bombeo, la altura neta de generación es de 151.48 metros y la altura neta de bombeo es de 156.79 metros.

3) Embalse. El embalse superior se propuso sobre la cota 1,715 msnm, excavado y con una profundidad útil de 12 metros. El embalse contara con una obra de toma en forma de Bell Mouth, donde la entrada de recurso se hará en un vertedero con una sumergencia de 4.87 metros.

Se puede embalsar hasta $2,301,855 \text{ m}^3$ de recurso, suficiente para generar durante 4 horas con un caudal de $159.85 \text{ m}^3/\text{s}$. El embalse ha sido con la forma mostrada en la siguiente figura, y se espera que para la construcción del mismo se realice una excavación del $3,718,856 \text{ m}^3$. Un botadero para este material deberá ser localizado y utilizado para depositar el mismo.

Figura No. 35 Esquema embalse proyecto Atilán



Fuente: Elaboración propia.

En siguiente cuadro, se muestra como se determinó el volumen de embalse basados en secciones transversales que se han sacado del mismo.

Cuadro No. 10 Volumen de embalse proyecto Atilán

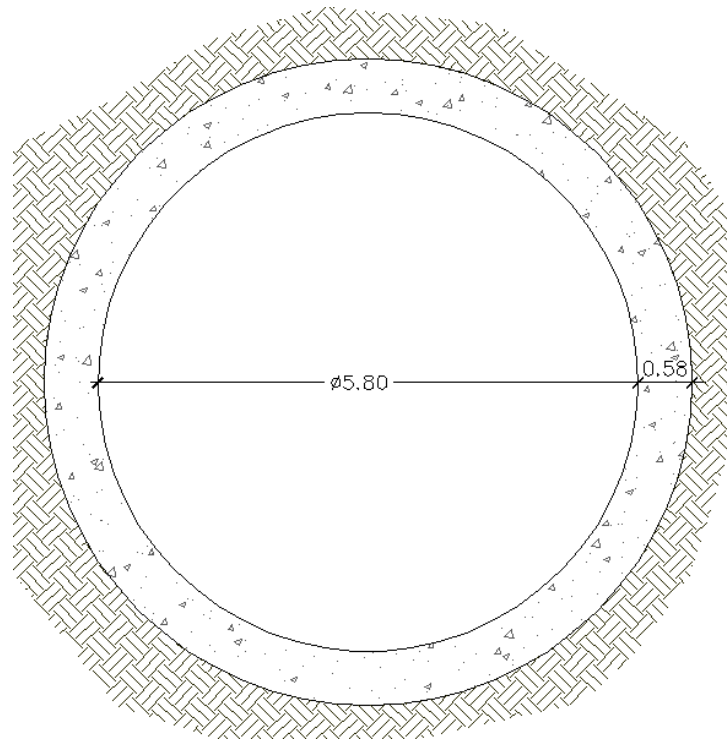
Estación	Área (m ²)	Volumen (m ³)	Volumen Acumulado (m ³)
137	0	98,803	0
200	1,575	257,900	98,803
300	3,583	361,600	356,703
400	3,649	364,900	718,303
500	3,649	364,900	1,083,203
600	3,649	364,900	1,448,103
700	3,649	323,450	1,813,003
800	2,820	78,777	2,136,453
900	1,575	86,625	2,215,230
954			2,301,855

Fuente: Elaboración propia.

4) Conductos presurizados. Para este proyecto, se ha propuesto la utilización de túnel como conducto para el recurso. El túnel propuesto será excavado, con recubrimiento de concreto estructural. El diámetro del conducto es de 5.8 metros, y se ha estimado un recubrimiento estructural de 0.58 metros. El diámetro total de la excavación será de 6.96 metros.

Una sección típica del túnel, se presenta a continuación.

Figura No. 36 Sección típica de Túnel Proyecto Atitlán



Fuente: Elaboración propia.

5) Casa de máquinas. La casa de máquinas, se ha proyectado excavada, utilizando muros de concreto con una profundidad total de 36 metros. Esta excavación se ha planteado como alternativa a la realización de una caverna para lograr la altura de succión requerida por la bomba. En la casa de máquinas se prevé que estén localizados todos los equipos de protección y control para el generador.

Las dimensiones de la turbina bomba, según el método propuesto por (de Siervo y de Leva, 1976), se presentan a continuación:

Cuadro No. 11 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 1

Parámetro	Dimensión	
D3	1.24	m
K _u	0.70	m
D1	1.26	m
D2	1.22	m
H1	1.17	m
H2	0.42	m

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 12 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 2

Parámetro	Dimensión
A	1.33 m
B	1.81 m
C	2.04 m
D	2.26 m
E	1.73 m
F	2.30 m
G	1.88 m
H	1.64 m
I	0.25 m
L	1.19 m
M	0.75 m

Fuente: Elaboración propia.

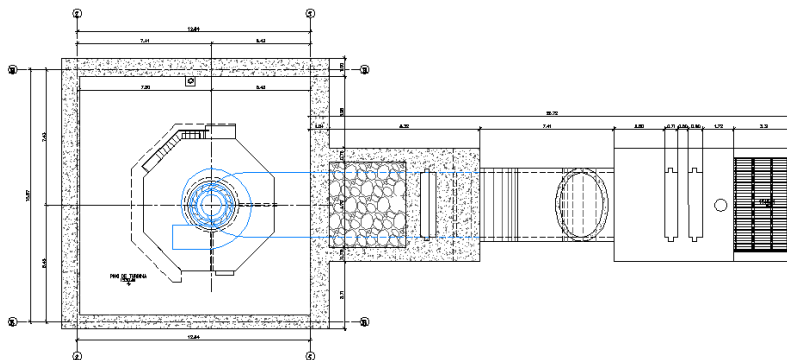
Cuadro No. 13 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 3

Parámetro	Dimensión
N	3.56 m
O	2.17 m
P	1.60 m
Q	0.90 m
R	1.99 m
S	6.55 m
T	1.86 m
U	0.50 m
V	1.80 m
Z	3.54 m

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad específica de la bomba se estableció a 52.51 rpm, m^3/s , KW (dimensionales). La altura que deberá estar colocada la maquina por debajo del nivel del reservorio inferior para evitar cavitación es de 25.43 m.

Figura No. 37 Planta casa de máquinas Proyecto Atitlán



Fuente: Elaboración propia.

El área total que ocupara el cajón donde estará excavada la casa de máquinas será de 187 m² y movimiento de tierra del orden de 7,280 m³.

6) Descarga o desfogue. La descarga o desfogue se realizara por un conducto que tendrá un diámetro de 2.6 metros, y que tendrá forma de S para minimizar costos en la construcción de este. La entrada del mismo poseerá una reja para evitar el ingreso de material flotante o piedras grandes que pudieran dañar el equipo por el efecto de la abrasión.

7) Caminos de acceso. Se ha determinado que para el ingreso a la casa de máquinas y el embalse superior, será necesaria la construcción de 2.4 km de camino de acceso. El acceso se realizara desde el camino que viaja desde la comunidad San Lucas Tolimán hacia Santiago Atitlán.

8) Línea de transmisión. La interconexión de este proyecto, se propone realizarse en 230 KV, en la subestación los Brillantes, con el mismo voltaje que la línea. Se espera sean aproximadamente 44 km en línea recta. Al interconectarse en esta estación, el proyecto quedaría interconectado con el SIN, el SIEPAC y la interconexión con México.

c. Lago de Amatitlán, proyecto el Durazno. El proyecto del Lago de Amatitlán, sería un proyecto de 682.57 MW de potencia instalada, que utilizaría 3 bombas turbinas Francis de eje vertical. El proyecto se realizaría en la zona llamada el Durazno, en el lado sur del Lago de Amatitlán. La altura bruta del proyecto es de 160 metros y el caudal de diseño será de 518.8 m³/s.

La justificación de la selección de parámetros y dimensiones para el diseño del proyecto se presenta a continuación.

1) Caudal de diseño. La selección del caudal de diseño se ha realizado en base a la capacidad del embalse. A diferencia de los otros dos proyectos, el embalse superior en este proyecto ya existe, por lo que se ha propuesto una cota, y a partir de la capacidad de embalse formado por ese cono, se ha decidido determinar el caudal de diseño. El caudal de diseño se ha establecido en $518.8 \text{ m}^3/\text{s}$. Este caudal haría variar el nivel del lago en 57 cm.

Figura No. 38 Sitio de estudio proyecto El Durazno

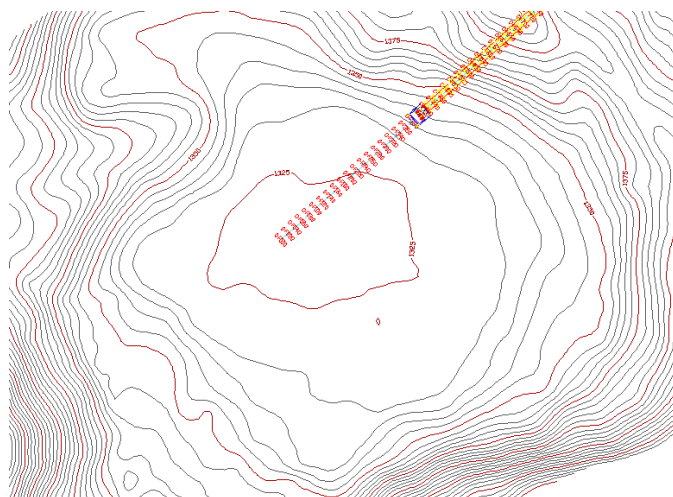


Fuente: IGN, 2009.

2) Caída o salto. La caída o salto se ha seleccionado utilizando la cota seleccionada para el embalse superior. La cota máxima de operación es la cota 1,355 msnm y la cota mínima del mismo es la 1,345 msnm. La cota aguas abajo, se ha establecido como la cota 1,190 msnm.

3) Embalse. Como embalse superior se ha utilizado el agujero natural existente en el sitio del durazno. Este sitio actualmente tiene varios cultivos, sin embargo no hay construcciones en el mismo. La cota mínima de embalse se ha establecido en la elevación 1,325 msnm. La cota máxima se ha establecido en la 1,345 msnm, con lo que se logra tener un volumen de embalse de $16,179,305 \text{ m}^3$.

Figura No. 39 Topografía sitio El Durazno



Fuente: Elaboración propia.

En siguiente cuadro, se muestra como se determinó el volumen de embalse basados en secciones transversales que se han sacado del mismo.

Cuadro No. 14 Volumen de embalse proyecto El Durazno

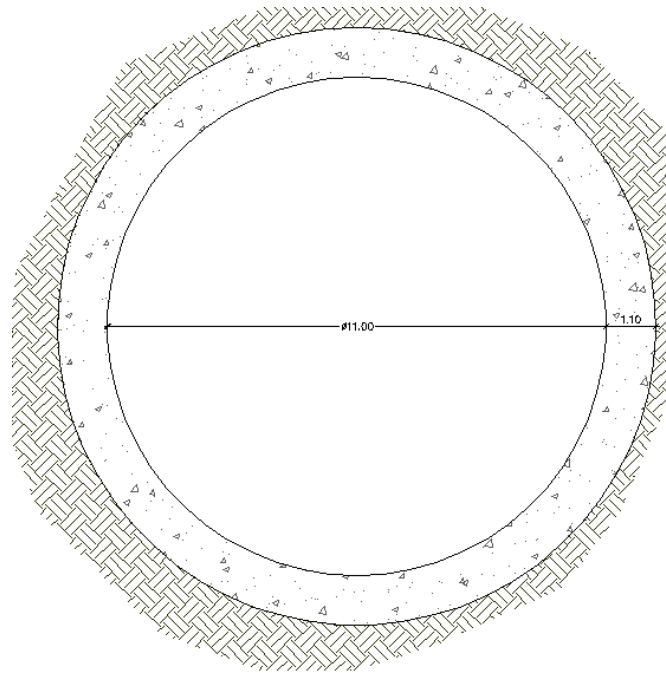
Estación	Área (m ²)	Volumen (m ³)	Volumen Acumulado (m ³)
1,325	99,281		0
		1,107,548	
1,330	343,738		1,107,548
		2,017,700	
1,335	463,342		3,125,248
		2,569,575	
1,340	564,488		5,694,823
		3,015,283	
1,345	641,625		8,710,105
		3,462,368	
1,350	743,322		12,172,473
		4,006,833	
1,355	859,411		16,179,305

Fuente: Elaboración propia.

4) Conductos presurizados. Para este proyecto, se ha propuesto la utilización de túnel como conducto para el recurso. El túnel propuesto será excavado, con recubrimiento de concreto estructural. El diámetro del conducto es de 11.0 metros, y se ha estimado un recubrimiento estructural de 1.1 metros. El diámetro total de la excavación será de 13.2 metros.

Una sección típica del túnel, se presenta a continuación.

Figura No. 40 Sección típica de Túnel Proyecto Atilán



Fuente: Elaboración propia.

5) Casa de máquinas. La casa de máquinas, se ha proyectado excavada, utilizando muros de concreto con una profundidad total de 32.37 metros. Esta excavación se ha planteado como alternativa a la realización de una caverna para lograr la altura de succión requerida por la bomba. En la casa de máquinas se prevé que estén localizados todos los equipos de protección y control para el generador.

Las dimensiones de la turbina bomba, según el método propuesto por (de Siervo y de Leva, 1976), se presentan a continuación:

Cuadro No. 15 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 1

Parámetro	Dimensión
D3	1.24 m
Ku	0.70 m
D1	1.26 m
D2	1.22 m
H1	1.17 m
H2	0.42 m

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro No. 16 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 2

Parámetro	Dimensión
A	1.33 m
B	1.81 m
C	2.04 m
D	2.26 m
E	1.73 m
F	2.30 m
G	1.88 m
H	1.64 m
I	0.25 m
L	1.19 m
M	0.75 m

Fuente: Elaboración propia.

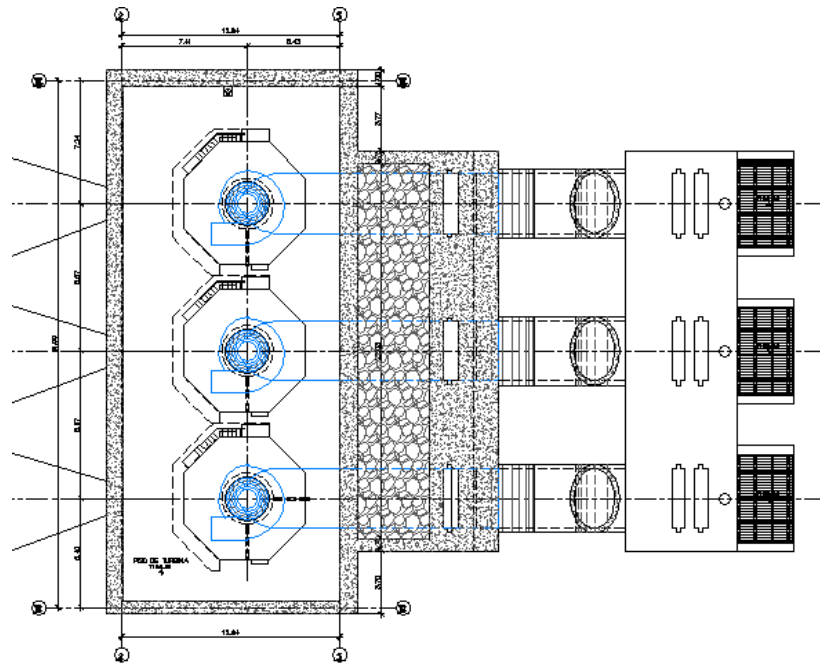
Cuadro No. 17 Dimensiones preliminares turbina Francis Parte 3

Parámetro	Dimensión
N	3.56 m
O	2.17 m
P	1.60 m
Q	0.90 m
R	1.99 m
S	6.55 m
T	1.86 m
U	0.50 m
V	1.80 m
Z	3.54 m

Fuente: Elaboración propia.

La velocidad específica de la bomba se ha establecido será de 154.17 rpm, m^3/s , KW (dimensionales). La altura que deberá estar colocada la maquina por debajo del nivel del reservorio inferior para evitar cavitación es de 40.0 m.

Figura No. 41 Planta casa de máquinas Proyecto el Durazno



Fuente: Elaboración propia.

6) Descarga o desfogue. La descarga o desfogue se realizara por un conducto que tendrá un diámetro de 3.0 metros, y que tendrá forma de S para minimizar costos en la construcción de este. La entrada del mismo poseerá una reja para evitar el ingreso de material flotante o piedras grandes que pudieran dañar el equipo por el efecto de la abrasión.

7) Caminos de acceso. Se estima no se tendrán que construir caminos de acceso.

8) Línea de transmisión. Para la interconexión de este proyecto, se propone utilizar 4 líneas de 230 KV, que se conectaran a la subestación los brillantes, y la subestación Guatemala Sur, el total de línea de transmisión es de 256 km.

D. Proyecciones de mercado

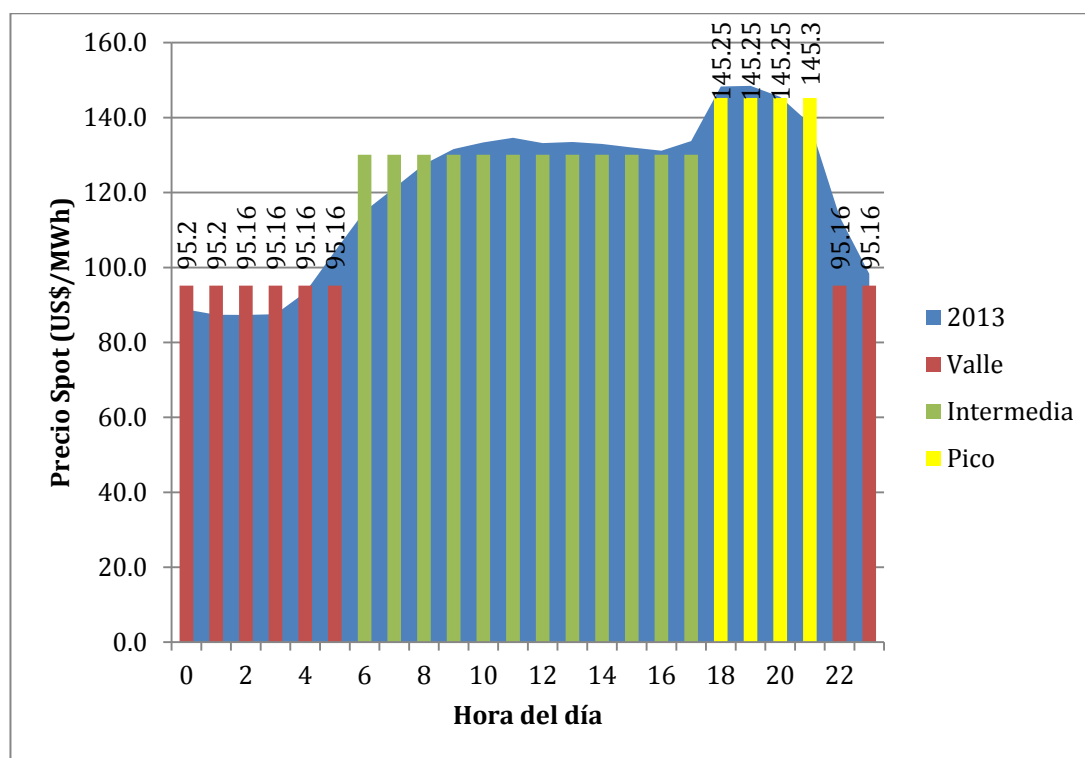
Las proyecciones de mercado se han realizado en base a parámetros presentados en los informes estadísticos del año 2012 y 2013, de la AMM y la CNEE. Este análisis para realizar proyecciones será utilizado para estimar el valor del precio de venta de energía, además del valor del precio del consumo de energía probable, y otros pagos que pudiera realizar el mercado a los proyectos para mejorar la factibilidad financiera de los mismos.

El siguiente análisis se ha dividido en 3 partes, correspondientes a: (1) Estudio de condiciones actuales e históricas (2005-2013) del precio de la energía; (2) Proyecciones mediante trazado de líneas de tendencia y; (3) Análisis y toma de decisiones para establecer parámetros de precio.

1. Estudio de condiciones actuales e históricas del precio de la energía (2005-2013). El siguiente, consiste en un análisis de los precios en las diferentes bandas horarias durante el periodo correspondiente a los años 2005 a 2013.

El primer parámetro estudiado, será el comportamiento en el último periodo (2013), del precio de la energía a lo largo de las diferentes bandas horarias.

Gráfica No. 6 Precio spot y precio promedio por banda horaria

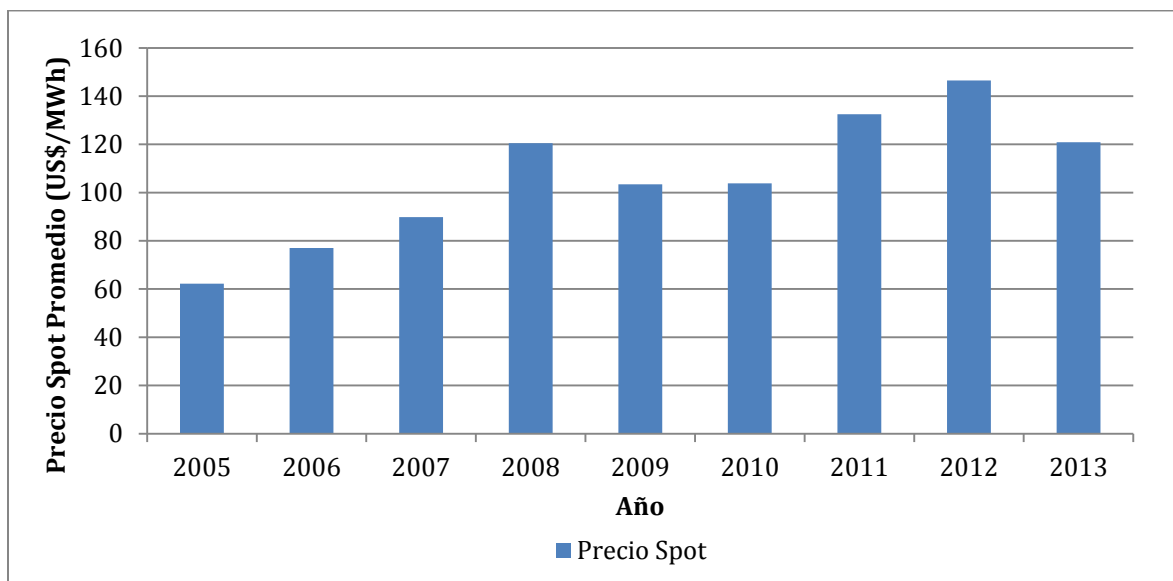


Fuente: AMM, 2014

En la gráfica anterior, se puede observar como el precio de la energía varía conforme van transcurriendo las horas del día, siendo el máximo durante las horas de la banda Pico y los precios mínimos durante las horas de la banda de valle. El diferencial de precios que hubo entre la banda de pico y la banda de valle correspondiente al periodo del año 2013, es de 50.09 US\$/MWh. Este diferencial corresponde a un 52.6% de incremento entre las horas de menor consumo y las horas de mayor consumo. Con respecto al precio SPOT promedio, representa un 41.14% del mismo.

La siguiente gráfica, muestra el comportamiento histórico desde el año 2005, hasta el año 2013 del precio spot.

Gráfica No. 7 Precio Spot Promedio Anual (2005-2013)



Fuente: AMM, 2014

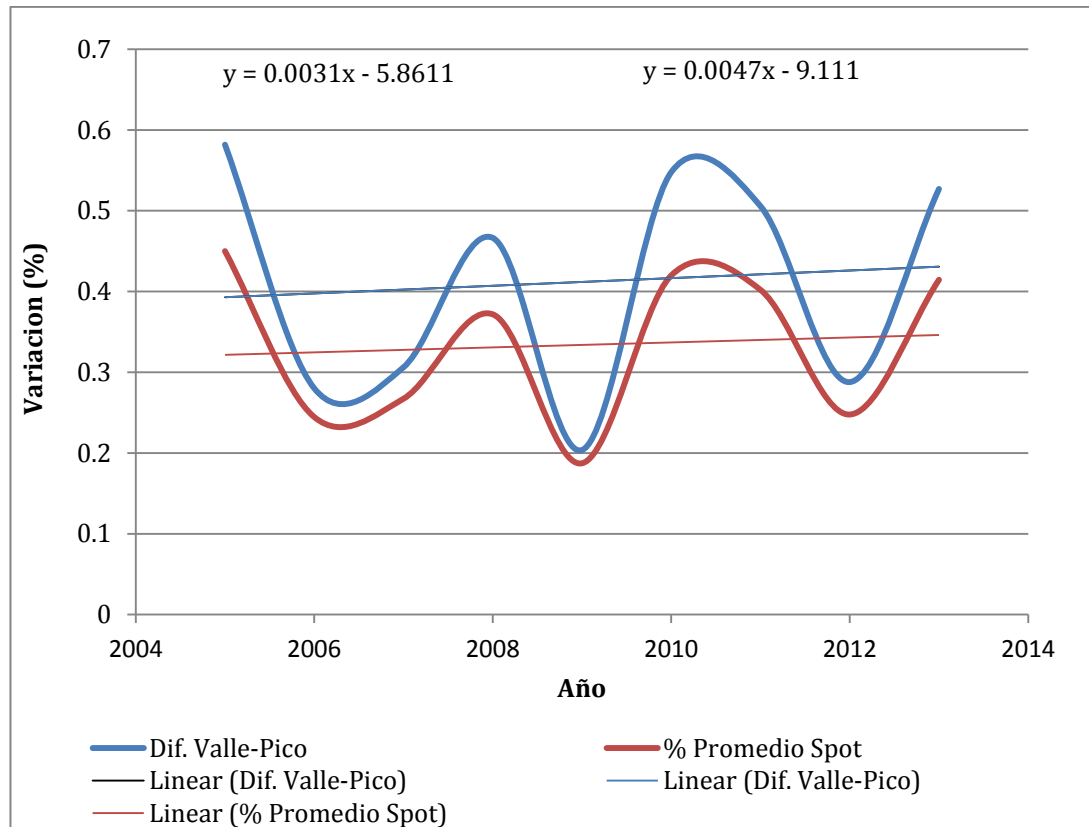
Según los informes estadísticos de la CNEE para los años 2012 y 2013, el precio de referencia de la potencia se ha establecido en 8.9 US\$ KW/h-mes.

2. Análisis de tendencias en los precios de la energía y el comportamiento del mercado.

La siguiente sección, comprende el análisis y estudio del comportamiento de las tendencias en los precios de energía del mercado. Basados en datos presentados en los informes estadísticos de la AMM y la CNEE, se buscó establecer tendencias en el comportamiento del mercado, para poder proyectar precios de la energía a largo plazo y determinar aproximadamente el tiempo en que estos proyectos podrían ser factibles.

Entre las principales limitaciones encontradas está el tamaño de mercado al que está sujeto Guatemala, ya que movimientos de industrias grandes varían el comportamiento de forma radical del mercado. Así como pequeños cambios en las economías de otros países y Guatemala y el clima limitan tener comportamientos estables en el mercado.

Gráfica No. 8 Variaciones porcentuales entre la diferencia del precio entre bandas valle y pico, y el porcentaje de esta diferencia con respecto al precio spot promedio.



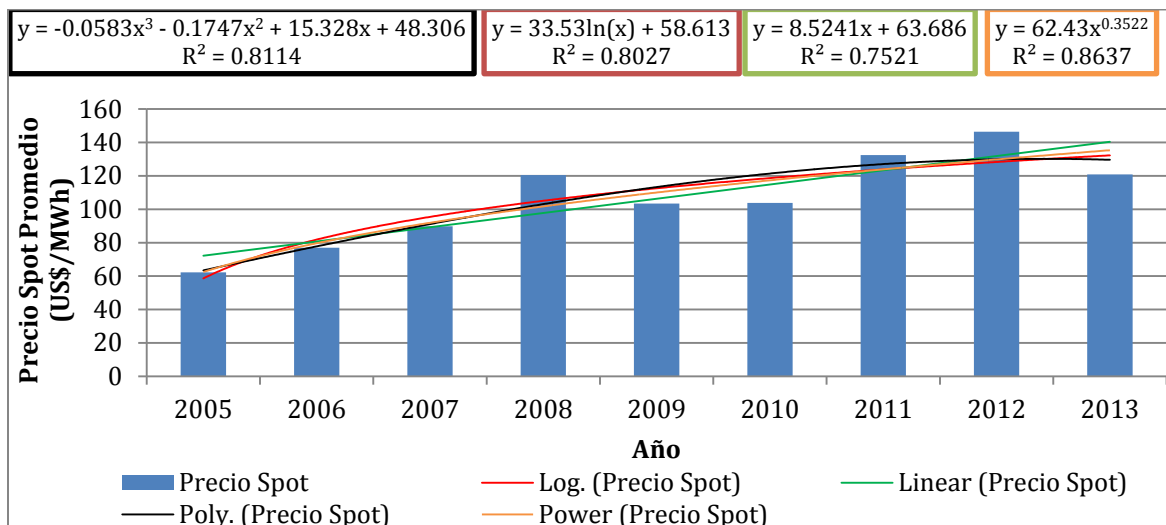
Fuente: AMM, 2014

De la gráfica anterior, se observa como las tendencias siguen una línea, cuyas pendientes es del 0.31% y 0.47%, ambas positivas, lo que indica que existe un incremento entre la diferencia de precios que hay entre un año a otro. Lo interesante de esta gráfica es que demuestra como es el comportamiento del precio de la energía. Esta gráfica se ve afectada por las condiciones climatológicas, dado que Guatemala depende de gran forma de la generación hidráulica y esta varía conforme los cambios climáticos. Tratar de establecer una tendencia para este tipo de comportamientos, requeriría de mayor cantidad de datos, en su mayoría climatológicos y de predicciones de fenómenos que pudieran afectar los precios en el futuro.

En cuanto al aumento del precio Spot por año, es difícil realizar proyecciones, sin embargo se han utilizado 4 modelos de tendencia, y así obtener un resultado. El primer ha sido un aumento lineal, que implica que el aumento en el precio Spot seguiría una tendencia de crecimiento monótona todos los años. Sin embargo utilizar este método tiene su limitación, ya que se conoce que al incrementar la oferta en el mercado, el precio debería de mantenerse conforme se incrementa también la oferta. El segundo es una tendencia logarítmica, que demuestra la tendencia a largo plazo del precio de estancarse, siendo esta un comportamiento más razonable. La tercera es una tendencia polinomial de grado tres, sin embargo esta ha

sido descartada desde un principio dado que esta tendencia indica que los precios de la energía se harían negativos a largo plazo. La cuarta, representa el modelo de potencia, donde se ha obtenido la mejor regresión de todos los modelos.

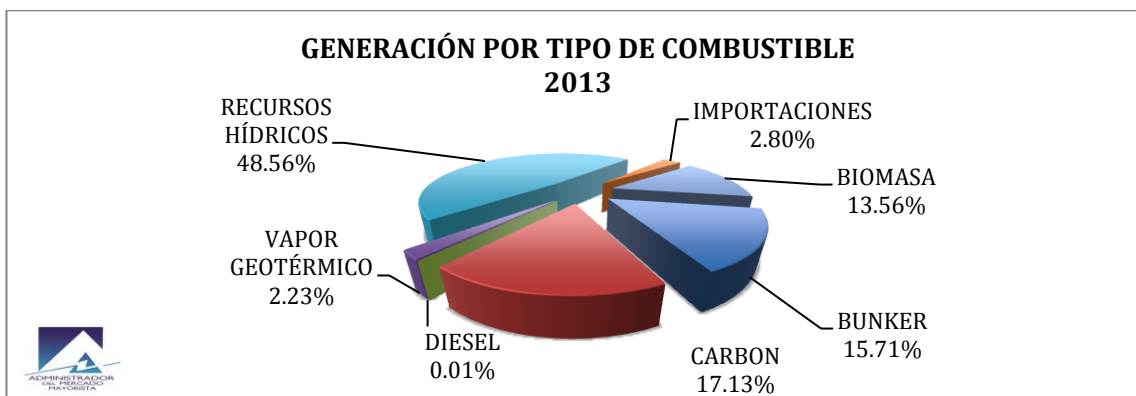
Gráfica No. 9 Tendencias en el precio Spot Promedio



Fuente: Elaboración propia.

3. Toma de decisiones. Esta sección corresponde a un resumen del análisis que se ha realizado del mercado. Donde principalmente se observa un comportamiento muy volátil del precio año a año. La principal razón para este tipo de comportamiento se cree es la alta penetración de energías renovables en la matriz lideradas por las hidroeléctricas, sujetas a ciclos de alta generación y baja generación debido a cambios meteorológicos.

Gráfica No. 10 Generación por tipo de combustible

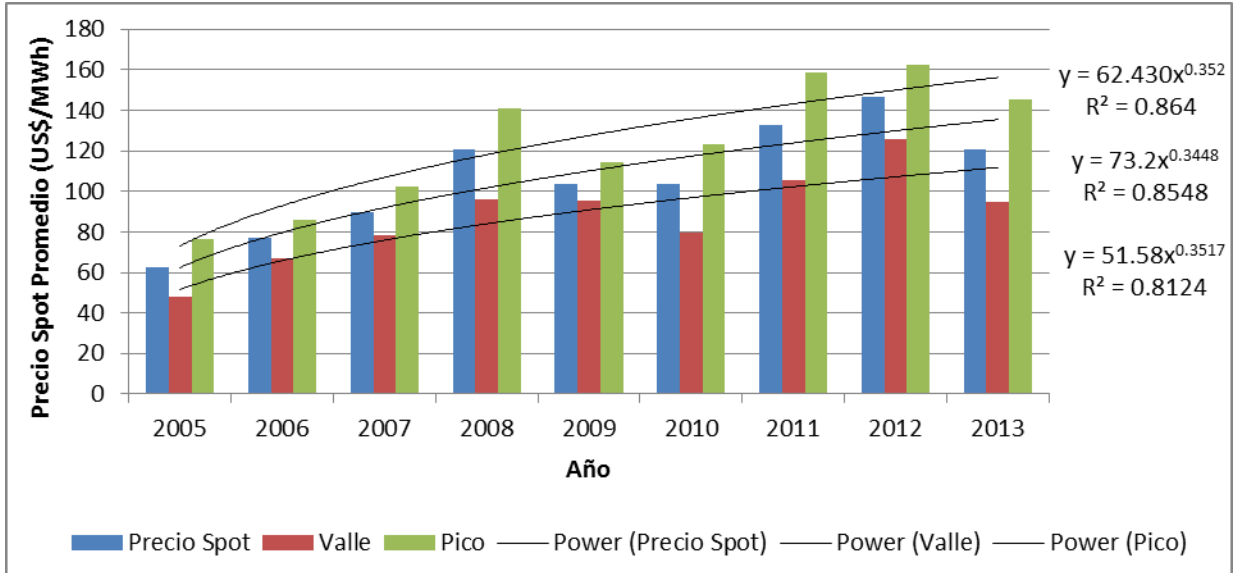


Fuente: AMM, 2014.

En cuanto al precio a utilizar para el cálculo de factibilidad de los proyectos, se utilizara el precio promedio que hubo de diferencia entre el precio de banda de valle y el precio de banda de pico, siendo así

el precio inicial de estudio de 50.09 US\$/MWh. De este precio se utilizara la función de potencia, donde se espera un incremento para cada banda horaria. A partir de este modelo, se establecerá un posible escalonamiento “lineal”, ya que el modelo de análisis financiero así lo requiere.

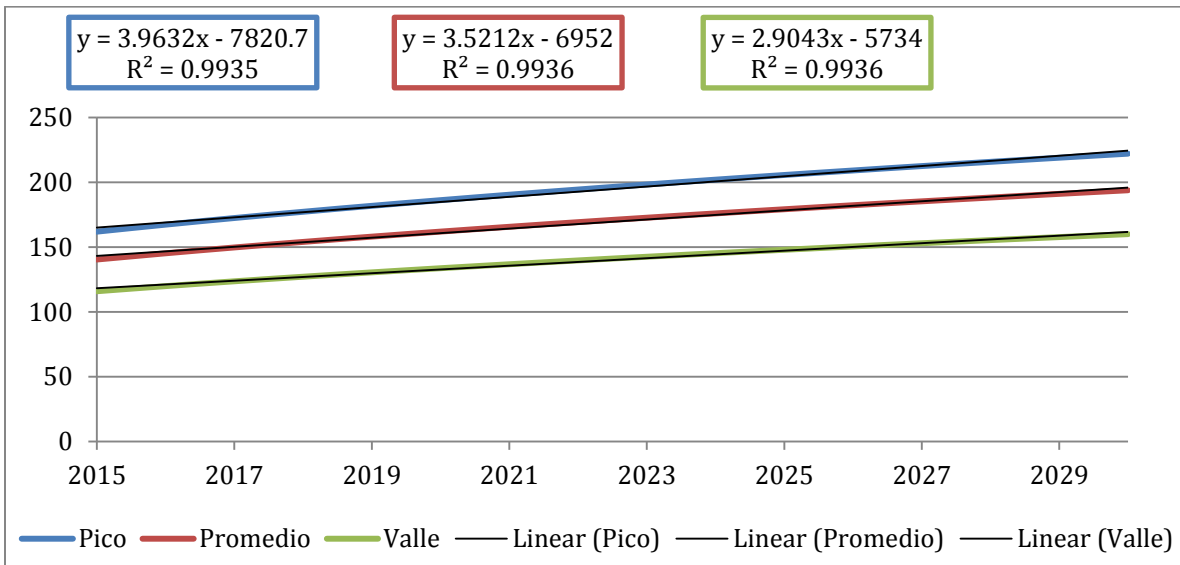
Gráfica No. 11 Tendencias seleccionadas para incrementos en la energía



Fuente: Elaboración propia.

Una vez se estimó el modelo se realizaron proyecciones hasta el 2030. A su vez, se realizó también un modelo a partir de estas proyecciones para determinar cuál podría ser un valor para el escalonamiento de la energía.

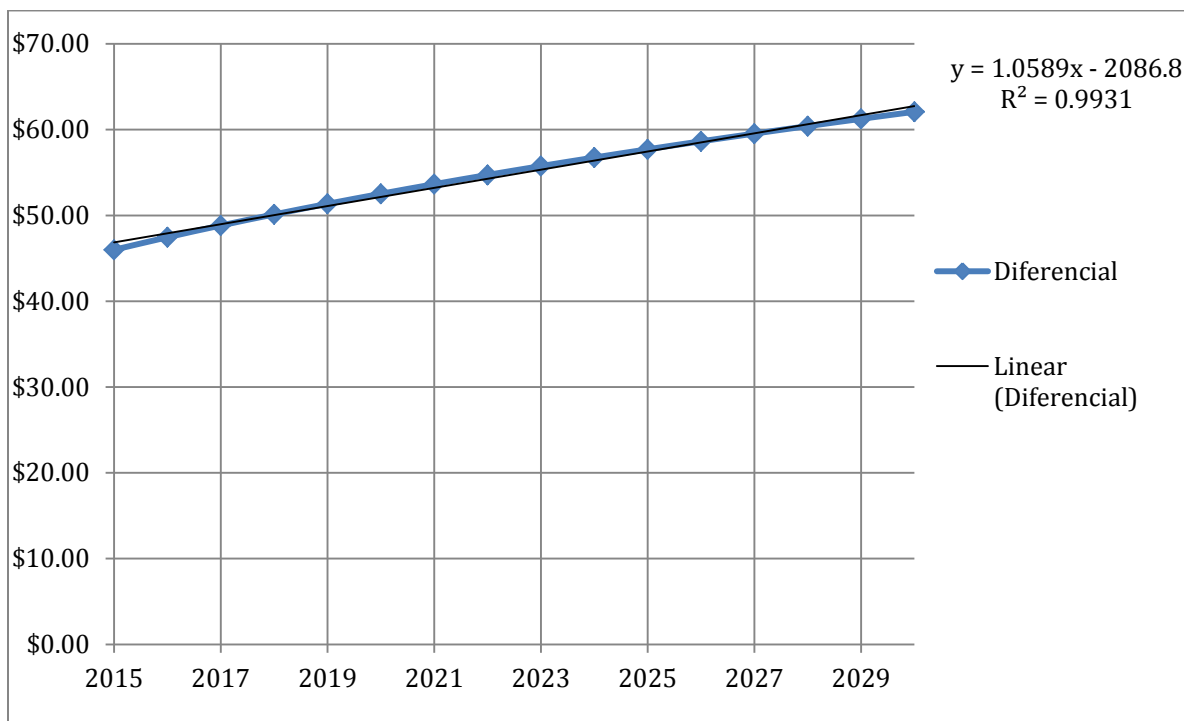
Gráfica No. 12 Proyección de precios de la energía y tendencia “linealizadas”



Fuente: Elaboración propia.

Para establecer el valor del escalonamiento de la energía, se realizó una proyección del diferencial entre la banda de pico y la banda de valle, que se puede observar en la siguiente gráfica.

Gráfica No. 13 Escalonamiento de la energía



Fuente: Elaboración propia.

La regresión que se le realizó a la gráfica, permitió establecer que el valor del escalonamiento de la energía estará en el rango de 5.89% anual para este tipo de proyectos en específicos.

E. Estimación de presupuesto y análisis financiero

Como parte de este estudio se realizaron presupuestos estimativos del posible costo que pudiera llegar a tener cada proyecto. Una vez determinado el costo, se ha utilizado la hoja de cálculo creada por RETScreen International, para generar proyecciones financieras de los proyectos.

1. **Elaboración de presupuestos.** La elaboración de presupuestos se ha realizado utilizando precios unitarios al 2014, siguiendo como referencia los precios unitarios utilizados por Consultora Centroamericana S.A., empresa con experiencia en el desarrollo y estudio de más de 60 proyectos hidroeléctricos en el país, y que amablemente ha ofrecido los precios de referencia así como el modelo con porcentajes aproximados correspondientes a costos indirectos. Los precios utilizados, están basados en precios de mercado actualizados al año 2014, y están compuestos por una serie de promedios entre los costos presentados por varias constructoras en licitaciones correspondientes a proyectos hidroeléctricos. Es importante considerar que estos presupuestos son estimativos. Sin embargo se cree que los mismos serán

conservadores, ya que un efecto de economía de escala (debido al tamaño de proyecto), se pudiera dar en los costos unitarios por tipo de obra. El detalle de cada presupuesto, se presenta en el Anexo A “Presupuestos”.

Del listado de precios unitarios proporcionados por Consultora Centroamericana, se han realizado dos cambios, correspondientes al contrato “Water to wire” (W2W) al que se le ha aplicado un factor de 1.25 recomendado (Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2012) para estimar el incremento de costo entre una turbina Francis y una reversible. El costo recomendado por Consultora Centroamericana S.A., es de \$US 600,000, luego de aplicado el factor se utilizara US\$ 750,000. El otro parámetro han sido los imprevistos, donde se decidió utilizar un valor de 15% en vez del 10% propuesto, haciendo así un presupuesto más conservador.

a. Presupuesto de construcción y desarrollo Proyecto Laguna Ayarza. El resumen del presupuesto estimado para el proyecto Laguna Ayarza, se presenta a continuación.

Cuadro No. 18 Resumen presupuesto estimativo proyecto Laguna Ayarza

ITEM	COSTO (\$)
Obras preliminares	\$500,000.00
Caminos de acceso (5.3 km)	\$1,167,500.00
Vertedero de demasías	\$1,800,000.00
Cámara de carga	\$599,522.00
Embalse	\$19,072,586.00
Tubería de presión (L=m)	\$12,324,082.00
Casa de máquinas	\$5,032,335.00
Desfogue	\$418,550.00
Subestación e interconexión	\$12,740,000.00
Equipamiento electromecánico	\$106,500,000.00
Costo directo	\$160,154,575.00
Ingeniería de detalle	\$4,003,864.38
Estudios e investigaciones	\$4,003,864.38
Supervisión	\$4,804,637.25
Administración durante la construcción	\$4,003,864.38
Seguros y fianzas	\$4,804,637.25
Imprevistos	\$26,665,736.74
Intereses durante la construcción (24 meses)	\$11,448,489.64
COSTOS INDIRECTOS	\$59,735,094.00
COSTO TOTAL DEL PROYECTO	\$219,889,669.00

Fuente: Elaboración propia.

El costo estimado para este proyecto, será de US\$1.548 millones por MW instalado.

b. Presupuesto de construcción y desarrollo Proyecto Lago de Atilán

Cuadro No. 19 Resumen presupuesto estimativo Lago de Atilán

ITEM	COSTO (\$)
Obras preliminares	500,000.00
Caminos de acceso (2.4 km)	720,000.00
Vertedero de demasías	1,890,000.00
Cámara de carga	1,657,040.00
Embalse	49,594,956.80
Túnel de presión	9,225,000.00
Casa de máquinas	5,884,353.75
Desfogue	623,040.00
Equipamiento electromecánico	151,425,000.00
Subestación e interconexión	17,052,000.00
Costo directo	\$238,571,390.55
Ingeniería de detalle	\$5,964,284.76
Estudios e investigaciones	\$4,003,864.38
Supervisión	\$4,804,637.25
Administración durante la construcción	\$4,003,864.38
Seguros y fianzas	\$4,804,637.25
Imprevistos	\$26,665,736.74
Intereses durante la construcción (24 meses)	\$11,448,489.64
COSTOS INDIRECTOS	\$93,246,820.85
COSTO TOTAL DEL PROYECTO	\$331,818,211.40

Fuente: Elaboración propia.

El costo estimado para este proyecto, será de US\$ 1.64 millones por MW instalado.

c. Presupuesto de construcción y desarrollo Proyecto Lago de Amatitlán. El costo estimado por MW para esta planta es de US\$ 1.35 millones por MW instalado. Este costo es notoriamente menor, pero se debe a que no se realizarán trabajos en el embalse superior. Sin embargo, se ha considerado la construcción de una fuerte infraestructura de transmisión, construyendo en total 256 km de línea de 230 KV, y 3 subestaciones de 230 KV.

Cuadro No. 20 Resumen presupuesto estimativo Proyecto el Durazno

ITEM	COSTO (\$)
Obras preliminares	500,000.00
Caminos de acceso (0.2km)	275,000.00
Vertedero de demasías	5,140,000.00
Cámara de carga	5,995,220.00
Embalse	2,000,000.00
Túnel de presión	48,896,625.00
Chimenea de equilibrio	759,658.31
Casa de máquinas	15,664,481.38
Desfogue	1,869,120.00
Equipamiento electromecánico	511,929,000.00
Subestación e interconexión	82,180,000.00
Costo directo	675,209,104.69
Ingeniería de detalle	16,880,227.62
Estudios e investigaciones	16,880,227.62
Supervisión	20,256,273.14
Administración durante la construcción	16,880,227.62
Seguros y fianzas	20,256,273.14
Imprevistos	112,422,315.93
Intereses durante la construcción (24 meses)	48,266,647.64
COSTOS INDIRECTOS	251,842,192.70
COSTO TOTAL DEL PROYECTO	\$927,051,297.39

Fuente: Elaboración propia.

2. Resultados análisis financiero y de sensibilidad. Se ha utilizado el software, RETScreen International Clean Energy Project Analysis Software, para realizar las proyecciones financieras. Este software, realiza proyecciones de flujos de caja, y de esta forma calcula los principales parámetros financieros de cada proyecto.

Las principales premisas para el desarrollo del análisis financiero se presentan a continuación.

Cuadro No. 21 Premisas análisis financiero

Parámetro	El Durazno	Ayarza	Atitlán	
Precio de la energía:	0.019	0.019	0.019	US\$/KW-h
Precio de referencia de la potencia	8.9	8.9	8.9	US\$ KW/h-mes
Tasa de interés del préstamo:	6	6	6	%
Plazo del préstamo:	20	20	20	años
Escalonamiento del precio de la energía:	2.9	2.9	2.9	%
Tasa de inflación:	3	3	3	%
Costo del proyecto:	926,291,639	219,889,669	331,818,211	US\$
Monto del préstamo:	70%	70%	70%	%
Monto del equity:	30%	30%	30%	%
Vida Útil del proyecto:	50	50	50	años
Exención de impuestos:	10	10	10	años

Fuente: Elaboración propia.

a. Análisis financiero bajo condiciones actuales

Cuadro No. 22 Resultado análisis financiero

	El Durazno	Ayarza	Atitlán	
Anualidad del préstamo:	56,577,190	13,419,688	20,250,597	US\$
Costo de operación y mantenimiento:	16,152,112	3,974,236	5,516,028	US\$
Ingresos anuales:	91,833,231	19,158,576	28,660,975	US\$
TIR antes de impuestos	15.41%	12.40%	12.55%	%
TIR después de impuestos	14.03%	11.15%	11.30%	%
Pago simple	12.2	14.5	14.3	años
Flujo positivo de caja	8.9	12.6	12.4	años
Valor presente neto	(26,569,955)	(26,673,587)	(38,596,773)	US\$
Cobertura del crédito	1.4	1.2	1.2	
Relación costo beneficio	0.9	0.6	0.6	

Fuente: Elaboración propia.

El análisis financiero bajo condiciones actuales, presenta que los proyectos no son rentables. Para que los mismos lo sean su TIR deberá ser mayor a 15%, y su relación C-B mayor a 1.

b. Análisis de sensibilidad. En esta sección, el principal objetivo es determinar bajo que parámetros según la variación de precios de la energía los proyectos podrían ser factibles.

1) Ayarza

Cuadro No. 23 Análisis de sensibilidad Ayarza

		Precio de la Energía							
		0.0190	0.0209	0.0228	0.0247	0.0266	0.0285	0.0380	0.0570
	Costo	0%	10%	20%	30%	40%	50%	100%	200%
-20%	\$175,911,735	15.1%	15.7%	16.3%	17.0%	17.6%	18.3%	22.3%	32.6%
-10%	\$197,900,702	12.9%	13.3%	13.8%	14.3%	14.8%	15.2%	17.8%	23.3%
0%	\$219,889,669	11.2%	11.5%	11.9%	12.3%	12.7%	13.2%	15.3%	20.1%
10%	\$241,878,635	9.8%	10.2%	10.5%	10.8%	11.2%	11.5%	13.4%	17.3%
20%	\$263,867,602	8.8%	9.1%	9.4%	9.7%	10.0%	10.3%	11.9%	15.2%

Fuente: Elaboración propia.

Para este proyecto, se estima que la factibilidad se alcanzaría bajo condiciones actuales al llegar a un precio de la energía de 0.0285 US\$/KW-h, por KW generado.

2) Atitlán

Cuadro No. 24 Análisis de sensibilidad Atitlán

		Precio de la Energía							
		0.0190	0.0209	0.0228	0.0247	0.0266	0.0285	0.0380	0.0570
	Costo	0%	10%	20%	30%	40%	50%	100%	200%
-20%	\$175,911,735	13.9%	14.3%	14.8%	15.3%	15.8%	16.4%	19.0%	24.5%
-10%	\$197,900,702	11.8%	12.2%	12.6%	13.0%	13.5%	13.9%	16.2%	21.4%
0%	\$219,889,669	10.2%	10.6%	10.9%	11.3%	11.7%	12.0%	13.9%	18.1%
10%	\$241,878,635	9.0%	9.3%	9.6%	10.0%	10.3%	10.6%	12.2%	15.7%
20%	\$263,867,602	8.1%	8.3%	8.6%	8.9%	9.2%	9.4%	10.9%	13.9%

Fuente: Elaboración propia.

Para este proyecto, se estima que la factibilidad se alcanzaría bajo condiciones actuales al llegar a un precio de la energía de 0.0400 US\$/KW-h, por KW generado.

3) El Durazno-Amatitlán

		Precio de la Energía							
		0.0190	0.0209	0.0228	0.0247	0.0266	0.0285	0.0380	0.0570
	Costo	0%	10%	20%	30%	40%	50%	100%	200%
-20%	\$175,911,735	19.6%	20.4%	21.1%	21.9%	22.7%	23.5%	27.8%	37.1%
-10%	\$197,900,702	16.3%	16.9%	17.6%	18.2%	18.9%	19.7%	23.5%	32.9%
0%	\$219,889,669	14.0%	14.5%	15.0%	15.5%	16.0%	16.5%	19.1%	24.8%
10%	\$241,878,635	12.3%	12.7%	13.1%	13.6%	14.0%	14.5%	16.8%	22.0%
20%	\$263,867,602	10.9%	11.3%	11.7%	12.0%	12.4%	12.8%	14.8%	19.3%

Fuente: Elaboración propia.

Para este proyecto, se estima que la factibilidad se alcanzaría bajo condiciones actuales al llegar a un precio de la energía de 0.0228 US\$/KW-h, por KW generado.

VII. Discusión

Identificar zonas donde se puedan desarrollar proyectos de bombeo en Guatemala, no ha sido problema. La topografía suele ser un hecho a favor en el país, donde calderas volcánicas de gran antigüedad se encuentran, y grandes masas de agua se combinan con montañas de pendiente fuerte a sus alrededores. En Guatemala, otro factor que juega a favor es el bajo costo de la mano de obra, siendo este una fracción del valor que hay en países desarrollados. Sin embargo Guatemala también presenta factores en contra, como su mercado con una curva de demanda relativamente plana y un crecimiento de la demanda bajo.

Para comprender el comportamiento de los proyectos hidroeléctricos de bombeo en el país, primero se desarrollaron tres modelos correspondientes a sitios que se consideraron idóneos. Estos modelos demostraban como podría variar el costo en base a su topografía, tamaño, infraestructura de transmisión, etc. Es importante recalcar que el país cuenta con sitios donde se puedan desarrollar estos proyectos, situación que no sucede en otros países donde o ya se ha copado todos los sitios posibles, o desde un principio no hubo sitios con verdaderas posibilidades para el desarrollo de los mismos. El desarrollo de modelos, ha llevado a considerar que sus costos están por debajo los estándares de mercado internacional siendo para Guatemala de entre 1.35 a 1.65 US\$ millones, y para el mundo de 1.5 a 3.5 US\$ millones el MW instalado.

En cuanto a la factibilidad técnica, asociada a la posibilidad real de desarrollo de estos proyectos, se considera que cada proyecto tiene sus pros y sus contras, siendo el proyecto de Amatitlán el de mejor rentabilidad aparente, y el proyecto de Atitlán el que pareciera ser más complicado de desarrollar. Esta suposición, es bajo la premisa que se ha tomado que en todos los sitios el tipo de material será similar, sin embargo, estudios de geotécnica y geología podrían cambiar la situación de los proyectos, favoreciendo y desfavoreciendo a unos u otros las condiciones presentes en los sitios. Desde el punto de vista técnico, cabe resaltar que debido al poco conocimiento del tipo de material en la zona, no se han proyectado terraplenes con el material excavado para el embalse de los sitios de Ayarza y de Atitlán, hecho que mejoraría la altura neta de los proyectos y la capacidad de embalse de los mismos a un precio relativamente bajo. La parte técnica de obras pareciera ser una parte razonable, ya que los proyectos no representan obras gigantes desproporcionadas que limitarían el posible desarrollo del proyecto. En cuanto al aspecto ambiental se considera que los proyectos tendrán un fuerte impacto, sin embargo este impacto será en los sitios localizados o sitios puntuales, donde no se considera llegar a tener implicaciones fuertes en el ambiente.

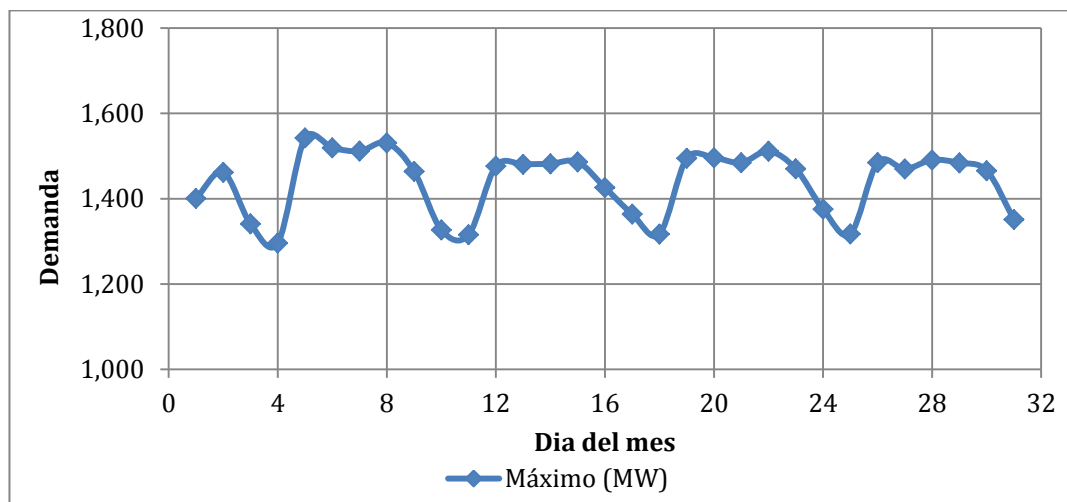
El proyecto Amatitlán, con un valor aproximado de casi 1 billón de dólares estadounidenses, pareciera un tanto desproporcionado al tipo de proyectos que se suelen manejar en el país. Esto principalmente debido a la situación en que los desarrolladores de proyectos suele ser únicamente la iniciativa privada y no la estatal. El proyecto cuenta con un gran potencial, ya que no solo se encuentra verdaderamente cerca del

posible parque eólico a construirse en la zona, sino también se encuentra cerca de la ciudad capital, Mixco, Palin y Escuintla, los principales sitios consumidores y generadores energéticos del país. A pesar de esta cercanía durante el desarrollo del proyecto se consideró la construcción de 256 km de línea de conducción en 230 KV. La construcción de esta infraestructura es importante recalcar sería de gran importancia para el país, ya que con un valor de 90 millones de dólares aproximadamente ayudaría a disminuir las pérdidas energéticas por transporte.

Este proyecto además cuenta con ventajas con respecto a los otros proyectos estudiados, ya que el mismo podría servir como filtro para la limpieza del lago (al implementar un sistema de rejillas y limpiarejillas que permitiera eliminar sólidos atorados en las rejillas), manejando diariamente la masa de agua más controlable en el reservorio superior y así pudiendo limpiar la misma. Si se lograra proponer un plan de limpieza del lago mientras el recurso se encuentra en el reservorio superior, la relación costo beneficio mejoraría, ya que entre los beneficios del proyecto no solo estarían los beneficios monetarios, sino también los beneficios ambientales.

Otro aspecto importante de este proyecto es que se podría proponer un modelo de embalse semanal, donde se bombeara durante el fin de semana y menos horas durante la semana, para así poder generar durante la semana mientras la carga de demanda es mayor. Esto lo determinaría la posibilidad de subir el nivel del embalse superior hasta un nivel donde el agujero u hondonada lo permitiría.

Gráfica No. 14 demanda máxima Diaria para el mes de mayo del 2014



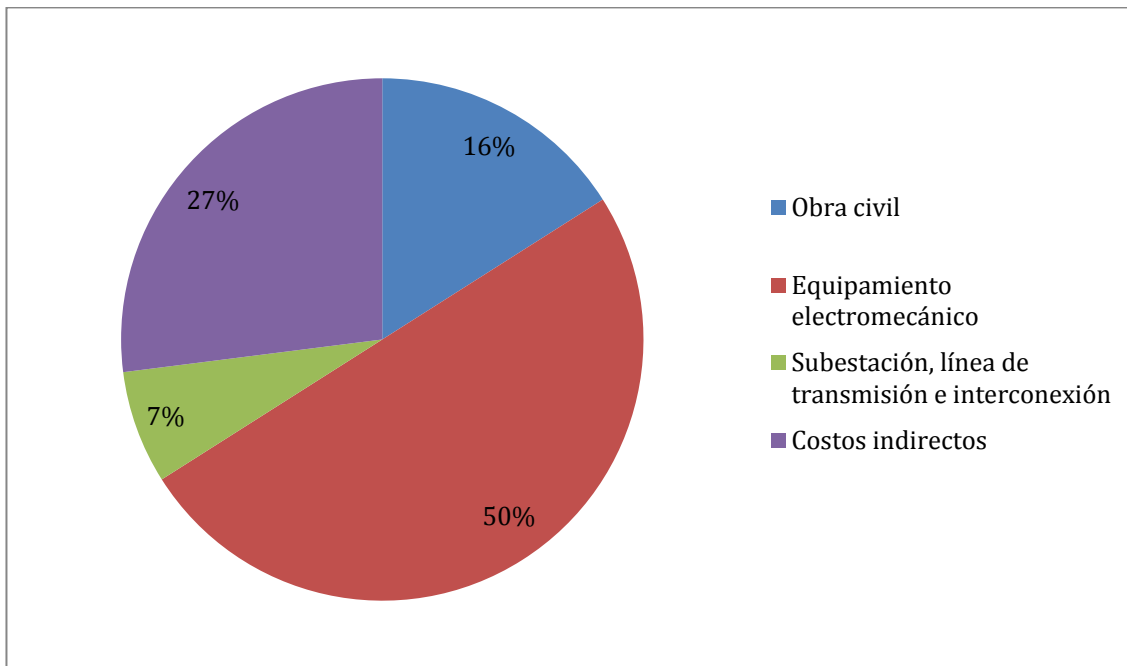
Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los proyectos de Ayarza y Atitlán, muy similares en diseño, ambos podrían servir como atracción turística y aumentar el valor de la zona. Sin embargo estos requerirían la realización de grandes movimientos de tierras, causando así un gran impacto en la zona. En el caso de la laguna de Ayarza la

construcción de caminos de acceso es una preocupación, ya que por las fuertes pendientes en las laderas que rodean el sitio, el corte sería fuerte y esto impactaría en el tema visual de la zona.

En los tres casos, el impacto que tiene el precio del equipamiento electromecánico, es de suma importancia, ya que este representa en promedio un 50% del costo total del proyecto. Es imprescindible tener un acercamiento con los fabricantes, para así poder tener un panorama más certero de la factibilidad de estos proyectos.

Gráfica No. 15 Costos según rubro



Fuente: Elaboración propia.

Si estos proyectos fueran únicamente dependientes de sus costos, pareciera ser que los mismos arrojan resultados positivos, ya que al estar bajo el promedio internacional, los mismos si presentan una factibilidad desde el punto de vista técnico. Sin embargo estos proyectos no solo son dependientes de sus costos, ya que a pesar que el país debe buscar cómo mejorar su situación energética, sino también de su posibilidad de vender y comprar energía a precios relativamente atractivos. Y es ahí donde pareciera ser que el pequeño mercado energético de Guatemala todavía no está listo.

El mercado energético del país se encuentra en una situación donde pareciera haberse quedado estancado, donde su demanda ya no sigue creciendo como lo hizo a principios del siglo y su consumo de potencia pareciera no aumentar año a año. Los proyectos de bombeo, a pesar de tener una gran cantidad de beneficios para el mercado, no pueden operar sin que se les haya establecido un precio razonable para la operación de los mismos, en Guatemala donde el diferencia de 50.09 US\$/MWh entre la banda de pico y de

valle se traduce a apenas 19.19 US\$/MWh (ya que se debe bombear más tiempo del que se genera) cuando se toma en cuenta el diferencial entre lo generado y lo consumido, no es factible el desarrollo de este tipo de proyectos en el país bajo condiciones actuales. El hecho de que aparentemente no se tuvieran condiciones ideales en el país, no significa que no se puedan lograr las mismas, ya que al poder comprar energía a generadores base durante el tiempo en que los mismos no pueden despachar energía, aumentaría el precio y mejoraría las condiciones. Sin embargo para integrar todo esto, se necesitaría tener un contrato bien establecido entre el generador, el mercado o regulador y el consumidor que en este caso serían los proyectos.

Es donde entra el sistema de interconexión que tiene Guatemala con México y Centroamérica, donde Guatemala podría servir como pivot para consumir toda la energía excedente en horas de valle de la región para luego venderla en horas de mejor rentabilidad. Modelos como este se han observado en países como Suiza, donde de manera similar a Guatemala, se cuenta con un gran recurso hídrico, y un país vecino como Alemania incapaz de cubrir su demanda en horas de pico se ve obligado a comprar energía en horas pico a Suiza. Si se lograra establecer este modelo en el país, Guatemala tendría un salto en cuanto a los países de la región, ya que inmediatamente uno de los principales productos de exportación sería la energía.

Otro factor que podría ayudar a la factibilidad de estos proyectos es la entrada de nuevas plantas como Jaguar Energy, las plantas eólicas y las nuevas plantas solares. Si se toma en cuenta que Jaguar generara energía por hasta 300 MW, y que el mercado actualmente se cubre bastante bien con energías hidráulicas y otras carboneras, significaría que habría un desplazamiento de esos 300 MW, que quedarían sin posibilidad de ser consumidos. Al no poder consumir esta energía, se debería buscar que las plantas térmicas carboneras no generaran a su máxima capacidad o perdiera eficiencia. Sin embargo al construir una planta de bombeo esta energía podría ser consumida y regulada, para así disminuir los precios generales en hora pico y/o venderla a México, el Salvador, Honduras o cualquier país de Centro América.

Guatemala como país, debería buscar crear este tipo de proyectos, para no solo convertirse en un líder regional en la exportación energética, sino para atraer a inversionistas e industria al país. Con todos sus recursos naturales el país podría llegar a tener gran éxito en el ámbito energético, y siendo la energía un bien tanpreciado alrededor del mundo, el poder vender energía y convertir la misma en el principal producto de exportación del país, haría al país un líder económico y de desarrollo.

Financieramente hablando, los proyectos no alcanzan las Tasas internas de retorno del 15%, que da relaciones de Costo-Beneficio mayores que 1. Sin embargo los proyectos alcanzan tasas de hasta el 14.0% (El Durazno). El hecho de alcanzar estas tasas, implica que de ser posible negociar un contrato que beneficie el proyecto por todas las ventajas que trae al mercado y por la gran construcción de líneas de transmisión a realizar (para poder transportar la energía desde el proyecto hacia su centro de consumo, es desde los centros de generación hacia el proyecto), estos proyectos podrían mejorar su rentabilidad, no solo

a llegar a ser rentables y económicamente atractivos, sino de gran beneficio para el país. El resultado de llegar a una factibilidad económica con solo 2.8 \$USD, como precio de venta de la energía, hace pensar que el país podría estar listo para dejar entrar grandes proyectos de energía base para mejorar las condiciones y poder convertirse en un exportador de energía.

En general se concluye que Guatemala es un país que puede llegar a estar listo para el desarrollo de estos proyectos. Sin embargo para poder desarrollar estos proyectos Guatemala deberá estudiar cuidadosamente el desarrollo de estos proyectos en mercados pequeños, y como el funcionamiento de los mismos afecta o no la economía y autonomía del sector eléctrico. El desarrollo de estos proyectos vendrá de la mano con la inserción de nuevos proyectos eólicos, solares y de carbón al país, y por lo tanto la correcta negociación entre este tipo de energías y el proceso de bombeo llegara a ser sumamente importante para el país.

VIII. Conclusiones

La situación del país permitió identificar y desarrollar modelos conceptuales para crear modelos de pre factibilidad para este tipo de proyectos en Guatemala.

En Guatemala debido a sus condiciones fisiográficas, es posible el desarrollo de proyectos de bombeo.

Técnicamente Guatemala tiene un gran potencial de desarrollo de proyectos de bombeo, siendo real la posibilidad de desarrollo de los mismos.

Para el desarrollo de estos proyectos, la comunicación y la buena voluntad de parte de varios interesados sería esencial para el desarrollo, siendo no solo los desarrolladores los beneficiados, sino principalmente el país.

Para la factibilidad de los proyectos, se deberá lograr obtener un contrato que pague 2.5 US\$ como mínimo por MWh generado.

Condiciones actuales, no propician el desarrollo de proyectos de este índole, no obstante el cuidadoso estudio de las condiciones de los mismos y posibles condiciones en el proceso constructivo, podría ayudar a mejorar las condiciones presentadas.

El tamaño y el poco crecimiento de la industria en el país, afecta la realización de estimaciones certeras sobre el comportamiento del mercado a largo plazo.

El costo para el desarrollo de estos proyectos bajo las condiciones estudiadas, podría llegar a ser de entre 1.35 y 1.65 millones de \$USD.

El monitoreo del comportamiento del mercado luego de la inserción de nuevas energías renovables en la matriz Guatemalteca determinara directamente la posibilidad de desarrollar proyectos de bombeo en el país.

IX. Recomendaciones

Se recomienda seguir con los estudios, sin embargo trabajos individuales como este no tendrán mucho resultado, por lo que se recomienda se realice un desglose de los principales temas y luego se una para tener una mayor profundidad.

Un acercamiento con el regulador del Mercado Mayorista, ayudaría a mejorar el panorama previsto para este tipo de proyectos en el país.

De los estudios realizados, se determinó que el 50% del costo correspondía a equipos hidromecánicos, con lo que el acercamiento con un posible fabricante podría tener un fuerte impacto en mejorar la rentabilidad.

Continuar con estudios especializados especialmente la geología y permeabilidad del suelo, podría generar mejores o peores conclusiones de los sitios. La geología determina la factibilidad del trabajo, por lo que mejorar la calidad de la misma sin entrar a trabajos propiamente de la factibilidad mejoraría la comprensión de los modelos.

Estudiar la situación de las líneas de transmisión de alta tensión que se encuentran aledañas a las zonas de los proyectos podría mejorar su rentabilidad. Las líneas deberán tener capacidad, y de no ser así los proyectos deberán cargar con la construcción de las líneas para poder suplirse y entregar su energía.

La gran proporción de los proyectos, podría tener un impacto en la percepción social de los mismos en el país, por lo que un estudio de las comunidades aledañas y cercanas a los proyectos sería de suma importancia para prevenir un desastre social como el ocurrido en Chixoy.

X. Bibliografía

ASCE. 1989. Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments- Volume 2- Waterways. American Society of Civil Engineers. págs. 586.

ASCE. 1989. Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments- Volume 3- Power Houses and related Topics. American Society of Civil Engineers. págs. 1989.

ASCE. 1989. Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments- Volume 5- Pumped Storage and Tidal Power. American Society of Civil Engineers. págs. 1989.

Barnes, Frank. Jonah, Levine. 2011. *Large Storage Systems Handbook*. CRC Press. Boca Raton, Florida. Estados Unidos. págs. 254

CNEE. 2014. *Informe Estadístico De Mercado 2013*. Guatemala. Comisión Nacional de energía eléctrica. Págs. 114. <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202014.pdf>. [19.08.2014]

CNEE. 2014. *Informe Estadístico 2013*. Guatemala. Comisión Nacional de energía eléctrica. Págs. 114. <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202013.pdf>. [19.08.2014]

Congreso de la República de Guatemala. 1996. *Decreto No. 93-96 Ley General de electricidad*. Guatemala. págs. 27

Carrasco, Francesco. 2011. *Introduction to Hydropower*. The English Press. New Delhi, India. págs. 102.

CEAC. 2012. *Estudio de costos estándares de la industria eléctrica*. CEAC. págs. http://www.ceaconline.org/documentos/Estudio_de_Costos_Estndares_de_la_Industria_Elctrica___GTCIE.pdf. [24/09/2014].

Conolly D, MacLaughlin S. 2010. *Locating sites for pumped hydroelectric energy storage*. University of Limerick. Dublin, Ireland. págs. 13. http://vbn.aau.dk/files/56805041/Locating_Sites_for_Pumped_Hydroelectric_Energy_Storage.pdf. [17/08/2014].

Cordano, Matthew. 2008. *Understanding Base Load Power*. New York, Estados Unidos. New York Affordable Reliable Electricity Alliance. págs. 5. <http://www.area-alliance.org/documents/base%20load%20power.pdf>. [03/08/2014].

de Siervo, F. de Leva, F. 1976. *Moder Trends in Selecting and Designing Francis Turbines*. Water Power and Dam Construction. págs. 8.

Espejo, Cayetano. Garcia, Ramon. 2010. *Agua y Energía: Producción Hidroeléctrica en España*. Instituto Interuniversitario de Geografía, Universidad de Alicante. Alicante, España. http://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/17169/1/IG_51_05.pdf. [21/08/2014].

Jog, M.G. 2009. *Hydro-Electric and Pumped Storage Plants*. 1ª. Edición. Nueva Delhi. New Age International (P) Limited, Publisher. págs. 185.

Kumar, Amit. 2009. *Electrical Energy Storage – Large Scale*. MIT, Manupal. págs. 7.

Kumar, Arun, *et al.* 2011. «Chapter 5:Hydropower». *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Reino Unido. Cambridge University Press. págs. 437-496.

Martínez, Rodolfo. 2011. «Capítulo 2: El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: centrales hidroeléctricas reversibles». Guía del almacenamiento de energía. Madrid, España. Consejería de Economía y hacienda. págs. 55-64. <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-del-Almacenamiento-de-Energia-fenercom-2011.pdf>. [03/08/2014].

MWH. 2009. *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest*. Estados Unidos. págs. 166. <http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2011/07/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf>. [24/08/2014].

Pumped Storage Development Council. 2012. *Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development*. National Hydropower Association. 33 págs. http://www.hydro.org/wp-content/uploads/2014/01/NHA_PumpedStorage_071212b12.pdf. [03/08/2014].

Sims, Ralph, *et al.* 2011. «Chapter 8: Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems». *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Reino Unido. Cambridge University Press. págs. 612-690. http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch08.pdf [02/08/2014].

Sulzer. 2014. *Sulzer state-of-the-art pump portfolio meets your specific needs with technically suitable and cost-effective solutions*. <http://www.sulzer.com/fr/>

/media/Documents/Cross_Division/Industries/Power_Generation/Brochures/PumpedHydroStoragePower_E10125.pdf. [03/08/2014].

SWECO Norge AS. 2012. *Cost Base for Hydropower Developments*. Norway. Norwegian Water Resources and Energy Directorate. págs. 182. webby.nve.no/publikasjoner/veileder/2012/veileder2012_03.pdf. [24/09/2014].

Torres, F. 1987. *Obras Hidráulicas*. Segunda edición. México. Editorial Limusa. págs. 294.

U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation. 2005. *Hydroelectric Power*. Power Resources Office. Estados Unidos. págs. 26. <http://www.usbr.gov/power/edu/pamphlet.pdf>. [10/08/2014].

Valdovinos, Fred; Otorola, Roberto. 2008. *Almacenamiento de energía: Desarrollos Tecnológicos y Costos*. Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/almacena/Almacenamiento_Energia_archivos/Almacenamiento_Energia.pdf. [03/08/2014].

Warnick, C.C. 1994. *Hydropower Engineering*. Practice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, USA. págs. 326

Yang, Chi-Jen. 2011. *Pumped Hydroelectric Storage*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Center on Global Change. North Carolina, Estados Unidos. <http://people.duke.edu/~cy42/PHS.pdf> [10/08/2014].

XI. Anexos

A. Presupuestos

1. Presupuesto proyecto Ayarza

Cuadro No. 25 Detalle presupuesto de construcción Ayarza

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
OBRAS PRELIMINARES				\$500,000.00
Campamentos, movilización y desmovilización	Global	1.00	\$500,000.00	\$500,000.00
CAMINOS DE ACCESO (5.3 Km)				\$1,167,500.00
Caminos de acceso (5.3 km)	km	5.30	\$175,000.00	\$927,500.00
Mantenimiento	mes	24.00	\$10,000.00	\$240,000.00
VERTEDERO DE DEMASIAS				\$1,800,000.00
Excavación	m ³	20,000.00	\$20.00	\$400,000.00
Concreto Estructural	m ³	4,000.00	\$350.00	\$1,400,000.00
CAMARA DE CARGA				\$599,522.00
Excavación	m ³	6,440.00	\$8.00	\$51,520.00
Concreto Estructural	m ³	1,316.00	\$375.00	\$493,500.00
Compuertas y obras auxiliares	m ³	545,020.00	\$10.00	\$54,502.00
EMBALSE				19072586
Excavación en material común (60%)	m ³	649,422.00	\$8.00	\$5,195,376.00
Excavación en roca (40%)	m ³	432,948.00	\$20.00	\$8,658,960.00
Concreto Masivo	m ³	573.00	\$125.00	\$71,625.00
Concreto Estructural	m ³	8,391.00	\$375.00	\$3,146,625.00
Recubrimiento con geo textil	m ³	50,000.00	\$15.00	\$750,000.00
Recubrimiento con geo membrana	m ³	50,000.00	\$25.00	\$1,250,000.00
TUBERIA DE PRESIÓN (L=m)				\$12,324,082.00
Excavación	m ³	12,337.60	\$20.00	\$246,752.00
Concreto Estructural (Túnel)	m ³	1,070.16	\$375.00	\$401,310.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m ³	5,056.80	\$150.00	\$758,520.00
Concreto Estructural Bloques	m ³	3,500.00	\$375.00	\$1,312,500.00

Continuación Cuadro No. 25 Detalle presupuesto construcción Ayarza

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Fabricación Tubería (Acero Grado E)	Ton	1,921.00	\$3,000.00	\$5,763,000.00
Instalación de Tubería	Ton	1,921.00	\$2,000.00	\$3,842,000.00
CASA DE MÁQUINAS				5032335
Excavación	m³	7,480.00	\$20.00	\$149,600.00
Estabilización de taludes	m³	2,000.00	\$400.00	\$800,000.00
Concreto Masivo	m³	634.00	\$125.00	\$79,250.00
Concreto Estructural	m³	7,840.00	\$375.00	\$2,940,000.00
Superestructura	m²	156.00	\$1,000.00	\$156,000.00
Puente Grúa	unidad	1.00	\$450,000.00	\$450,000.00
Obras auxiliares	%	4,574,850.00	\$10.00	\$457,485.00
DESFOGUE				\$418,550.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m³	970.00	\$150.00	\$145,500.00
Concreto Estructural	m³	600.00	\$375.00	\$225,000.00
Concreto Masivo	m³	80.00	\$125.00	\$10,000.00
Obras auxiliares	%	380,500.00	\$10.00	\$38,050.00
EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO				\$106,500,000.00
Contrato W2W	MW	142.00	\$750,000.00	\$106,500,000.00
SUBESTACIÓN E INTERCONEXIÓN				\$12,740,000.00
Subestación 230 KV	Global	1.00	\$3,500,000.00	\$3,500,000.00
Línea de Transmisión 230,000 KV	Km	33.00	\$280,000.00	\$9,240,000.00
COSTO DIRECTO				\$160,154,575.00
COSTOS INDIRECTOS				\$59,735,094.00
Ingeniería de Detalle	%	2.50	\$160,154,575.00	\$4,003,864.38
Estudios e Investigaciones	%	2.50	\$160,154,575.00	\$4,003,864.38
Supervisión	%	3.00	\$160,154,575.00	\$4,804,637.25
Administración durante la Construcción	%	2.50	\$160,154,575.00	\$4,003,864.38
Seguros y Fianzas	%	3.00	\$160,154,575.00	\$4,804,637.25
Imprevistos	%	15.00	\$177,771,578.25	\$26,665,736.74
Intereses durante la Construcción (24 meses)	%	7.00	\$204,437,314.99	\$11,448,489.64
COSTO TOTAL DEL PROYECTO				\$219,889,669.00
COSTO POR MW INSTALADO				\$1,548,518.80

Fuente: Elaboración propia.

2. Presupuesto Proyecto Atilán

Cuadro No. 26 Detalle presupuesto de construcción Atilán

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
OBRAS PRELIMINARES				\$500,000.00
Campamentos, movilización y desmovilización	Global	1.00	\$500,000.00	\$500,000.00
CAMINOS DE ACCESO (2.4 Km)				\$720,000.00
Caminos de acceso (2.4 km)	km	2.40	\$175,000.00	\$420,000.00
Mantenimiento	mes	30.00	\$10,000.00	\$300,000.00
VERTEDERO DE DEMASIAS				\$1,890,000.00
Excavación	m ³	24,500.00	\$20.00	\$490,000.00
Concreto Estructural	m ³	4,000.00	\$350.00	\$1,400,000.00
CAMARA DE CARGA				\$1,657,040.00
Excavación	m ³	800.00	\$8.00	\$6,400.00
Concreto Estructural	m ³	4,000.00	\$375.00	\$1,500,000.00
Compuertas y obras auxiliares	m ³	1,506,400.00	\$10.00	\$150,640.00
EMBALSE				\$49,594,956.80
Excavación en material común (60%)	m ³	2,231,013.60	\$8.00	\$17,848,108.80
Excavación en roca (40%)	m ³	1,487,342.40	\$20.00	\$29,746,848.00
Recubrimiento material arcilloso	m ²	100,000.00	\$20.00	\$2,000,000.00
TUNEL DE PRESIÓN				\$9,225,000.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m ³	32,800.00	\$150.00	\$4,920,000.00
Concreto Estructural (Túnel)	m ³	11,480.00	\$375.00	\$4,305,000.00
CASA DE MÁQUINAS				\$5,884,353.75
Excavación	m ³	7,280.00	\$20.00	\$145,600.00
Estabilización de taludes	m ³	2,160.00	\$400.00	\$864,000.00
Concreto Masivo	m ³	1,650.00	\$125.00	\$206,250.00
Concreto Estructural	m ³	9,337.50	\$375.00	\$3,501,562.50
Superestructura	m ²	182.00	\$1,000.00	\$182,000.00
Puente Grúa	unidad	1.00	\$450,000.00	\$450,000.00
Obras auxiliares	%	10.00	5,349,412.50	\$534,941.25

Continuación Cuadro No. 26 Detalle presupuesto construcción Atitlán

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
DESFOGUE				\$623,040.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m ³	1,536.00	\$150.00	\$230,400.00
Concreto Estructural	m ³	864.00	\$375.00	\$324,000.00
Concreto Masivo	m ³	96.00	\$125.00	\$12,000.00
Obras auxiliares	%	10.00	566,400.00	\$56,640.00
EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO				\$151,425,000.00
Contrato W2W	MW	201.90	\$750,000.00	\$151,425,000.00
SUBESTACIÓN E INTERCONEXIÓN				\$17,052,000.00
Subestación 230 KV	Global	1.00	\$3,500,000.00	\$3,500,000.00
Línea de Transmisión 230,000 KV	Km	48.40	\$280,000.00	\$13,552,000.00
COSTO DIRECTO				\$238,571,390.55

Fuente: Elaboración propia.

3. Presupuesto El Durazno

Cuadro No. 27 Detalle de presupuesto de construcción El Durazno

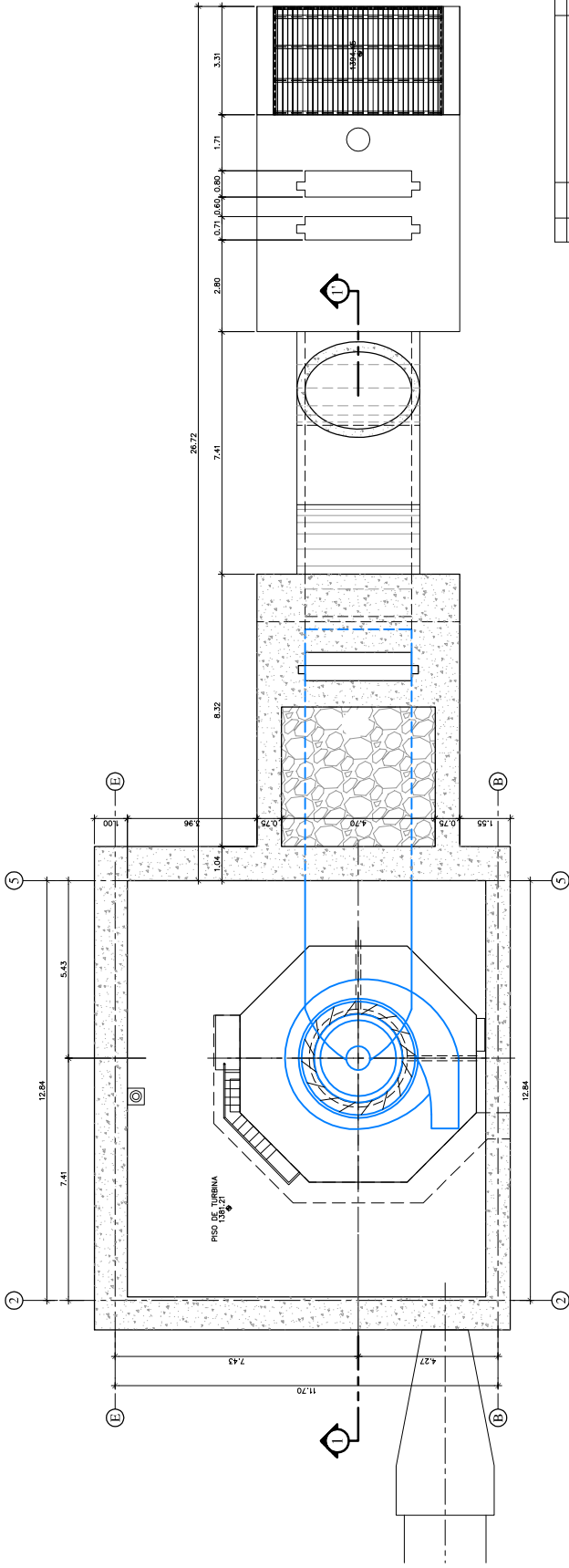
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
OBRAS PRELIMINARES				\$500,000.00
Campamentos, movilización y desmovilización	Global	1.00	\$500,000.00	\$500,000.00
CAMINOS DE ACCESO (0.2Km)				\$275,000.00
Caminos de acceso (2.4 km)	km	0.20	\$175,000.00	\$35,000.00
Mantenimiento	mes	24.00	\$10,000.00	\$240,000.00
VERTEDERO DE DEMASIAS				\$5,140,000.00
Excavación	m ³	32,125.00	\$20.00	\$642,500.00
Concreto Estructural	m ³	12,850.00	\$350.00	\$4,497,500.00
CAMARA DE CARGA				\$5,995,220.00
Excavación	m ³	64,400.00	\$8.00	\$515,200.00
Concreto Estructural	m ³	13,160.00	\$375.00	\$4,935,000.00
Compuertas y obras auxiliares	m ³	5,450,200.00	\$10.00	\$545,020.00
EMBALSE				\$2,000,000.00
Impermeabilización en lugares seleccionados	m ²	100,000.00	\$20.00	\$2,000,000.00
TUNEL DE PRESIÓN				\$48,896,625.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m ³	180,740.00	\$150.00	\$27,111,000.00
Concreto Estructural (Túnel)	m ³	58,095.00	\$375.00	\$21,785,625.00
CHIMIENEA DE EQUILIBRIO				\$759,658.31
Excavación (Pozo) (Incluye estabilización)	m ³	677.27	\$125.00	\$84,658.31
Concreto estructural	m ³	1,800.00	\$375.00	\$675,000.00
CASA DE MÁQUINAS				\$15,664,481.38
Excavación	m ³	21,840.00	\$20.00	\$436,800.00
Estabilización de taludes	m ³	5,762	\$400.00	\$2,304,887.62
Concreto Masivo	m ³	4,950.00	\$125.00	\$618,750.00
Concreto Estructural	m ³	26,000.00	\$375.00	\$9,750,000.00
Superestructura	m ²	455.00	\$1,000.00	\$455,000.00
Puente Grúa	unidad	1.00	\$675,000.00	\$675,000.00

Continuación Cuadro No. 27 Detalle presupuesto construcción El Durazno

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Obras auxiliares	%	10.00	14,240,437.62	\$1,424,043.76
DESFOGUE				\$1,869,120.00
Excavación (Túnel) (Incluye estabilización)	m ³	4,608.00	\$150.00	\$691,200.00
Concreto Estructural	m ³	2,592.00	\$375.00	\$972,000.00
Concreto Masivo	m ³	288.00	\$125.00	\$36,000.00
Obras auxiliares	%	10.00	1,699,200.00	\$169,920.00
EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO				\$511,929,000.00
Contrato W2W	MW	682.57	\$750,000.00	\$511,929,000.00
SUBESTACIÓN E INTERCONEXIÓN				\$82,180,000.00
Subestación 230 KV	Global	3.00	\$3,500,000.00	\$10,500,000.00
Línea de Transmisión 230,000 KV	Km	256.00	\$280,000.00	\$71,680,000.00
COSTO DIRECTO				\$675,209,104.69
COSTOS INDIRECTOS				\$251,842,192.70
Ingeniería de Detalle	%	2.50	\$675,209,104.69	\$16,880,227.62
Estudios e Investigaciones	%	2.50	\$675,209,104.69	\$16,880,227.62
Supervisión	%	3.00	\$675,209,104.69	\$20,256,273.14
Administración durante la Construcción	%	2.50	\$675,209,104.69	\$16,880,227.62
Seguros y Fianzas	%	3.00	\$675,209,104.69	\$20,256,273.14
Imprevistos	%	15.00	\$749,482,106.20	\$112,422,315.93
Intereses durante la Construcción (30 meses)	%	7.00	\$861,904,422.13	\$48,266,647.64
COSTO TOTAL DEL PROYECTO				\$927,051,297.39
COSTO POR MW INSTALADO				\$1,358,173.64

Fuente: Elaboración propia.

B. Anexo B Planos conceptuales



PLANTA, CASA DE MAQUINAS

PROYECTO	AYARZA
FECHA	1/25
PROYECTANTE	CASA DE MAQUINAS
CLIENTE	PLANTA
ESCALA	1:100
PROYECTADO POR	Miguel Ángel Ortega
REVISADO POR	
APROBADO POR	
OTRO	

REV.	FECHA	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION	RESPONSABLE

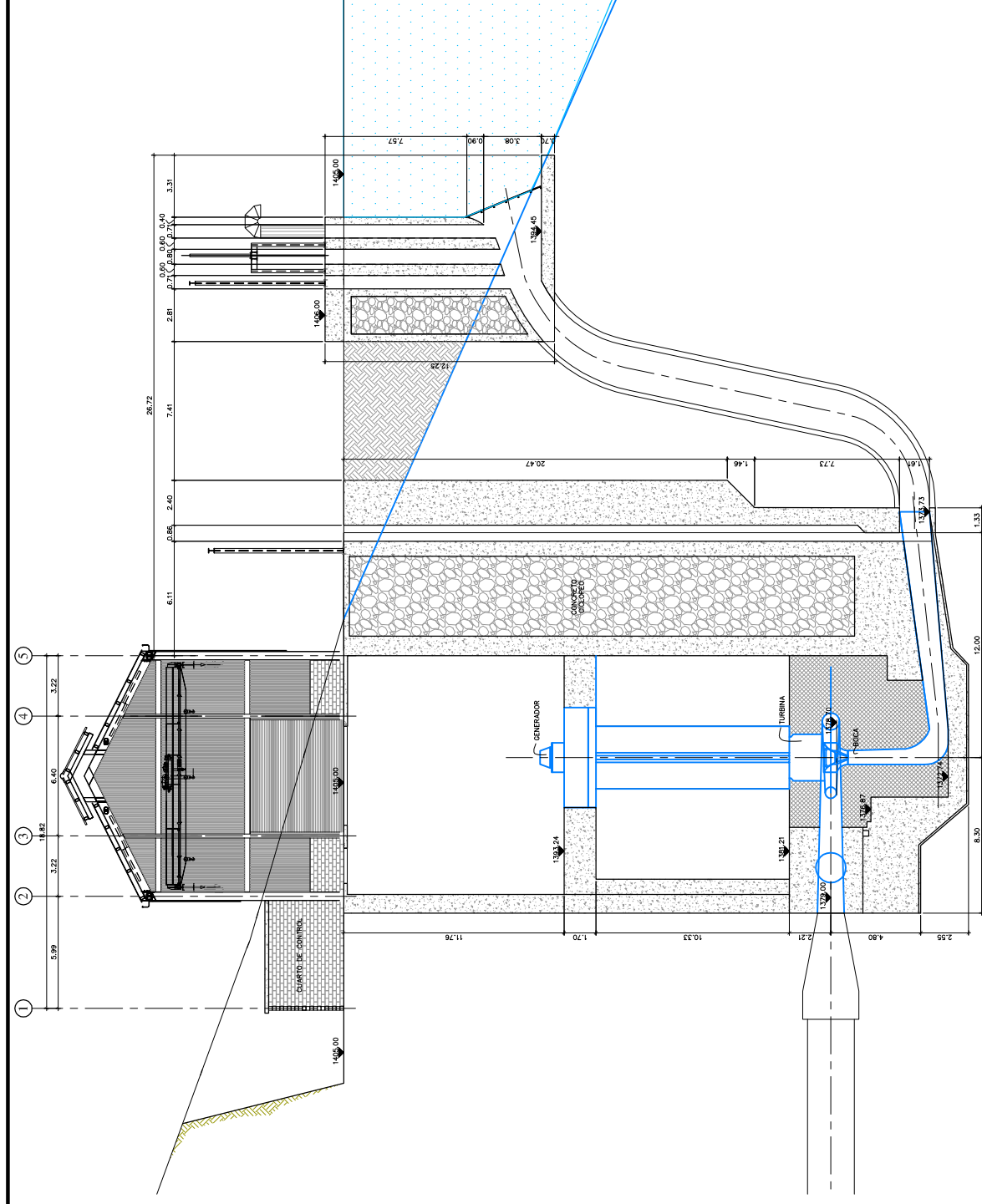
REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
 IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA



AYARZA
 CASA DE MAQUINAS
 PLANTA

PROYECTANTE	AYARZA
FECHA	1/25
PROYECTANTE	CASA DE MAQUINAS
CLIENTE	PLANTA
ESCALA	1:100
PROYECTADO POR	Miguel Ángel Ortega
REVISADO POR	
APROBADO POR	
OTRO	

Ing. Omar El Estrella



PERFIL, CASA DE MAQUINAS

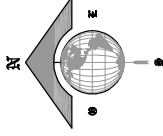
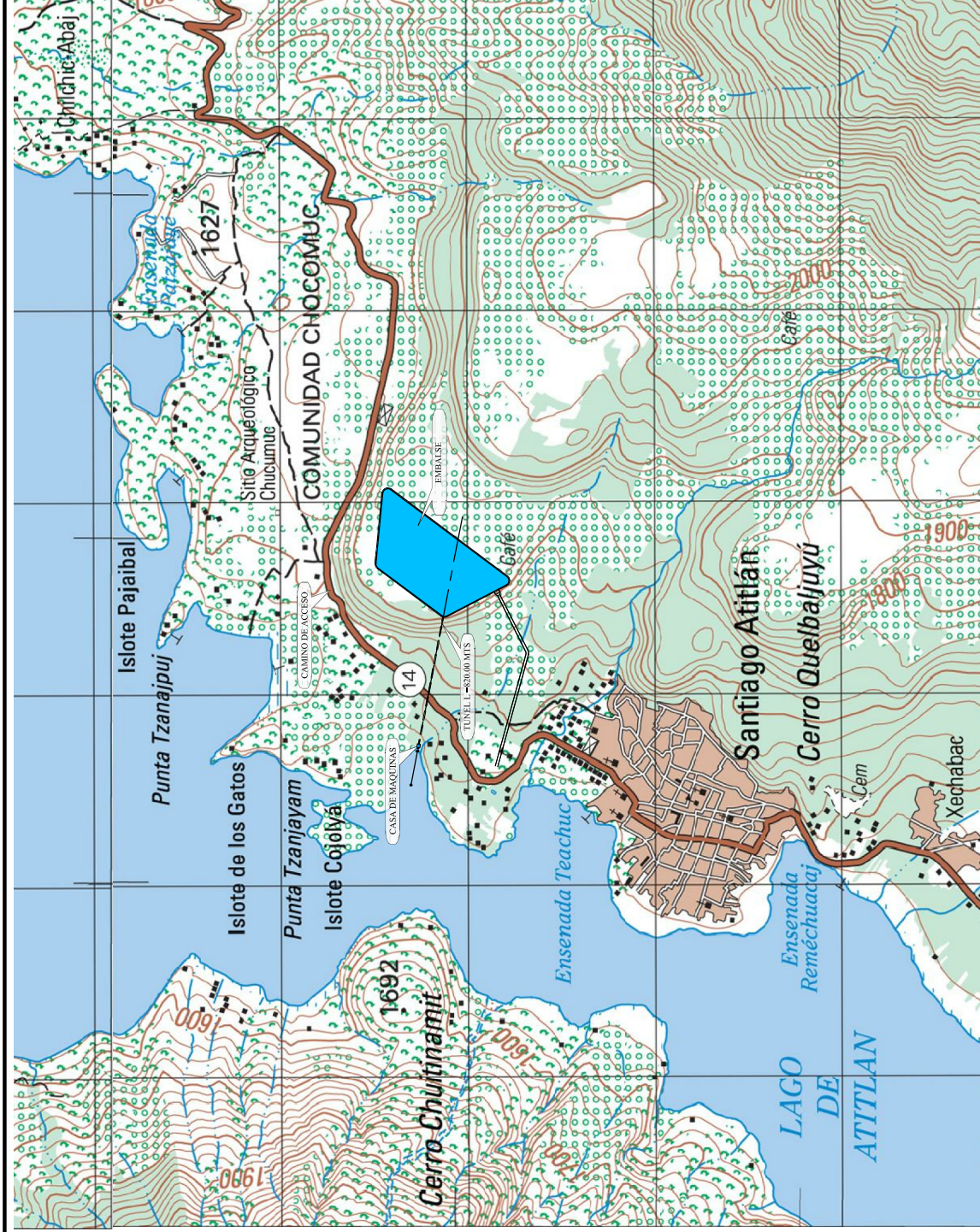
PROYECTO	REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
FECHA	DESCRIPCION DE LA REVISION
RESPONSABLE	

REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
 IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA



CONTADOR	AYARZA	FECHA	
ESCALA	AS	CASA DE MAQUINAS	NO.
200		SECCION I-I'	5/14

Miguel Ángel Ortega
 Ing. Omán El Estreño



GRAPHIC SCALE
(in meters)
1 : 20,000

REV.	FECHA	DESCRIPCION DE LA REVISION	RESPONSABLE

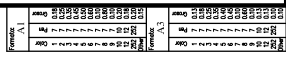
REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA

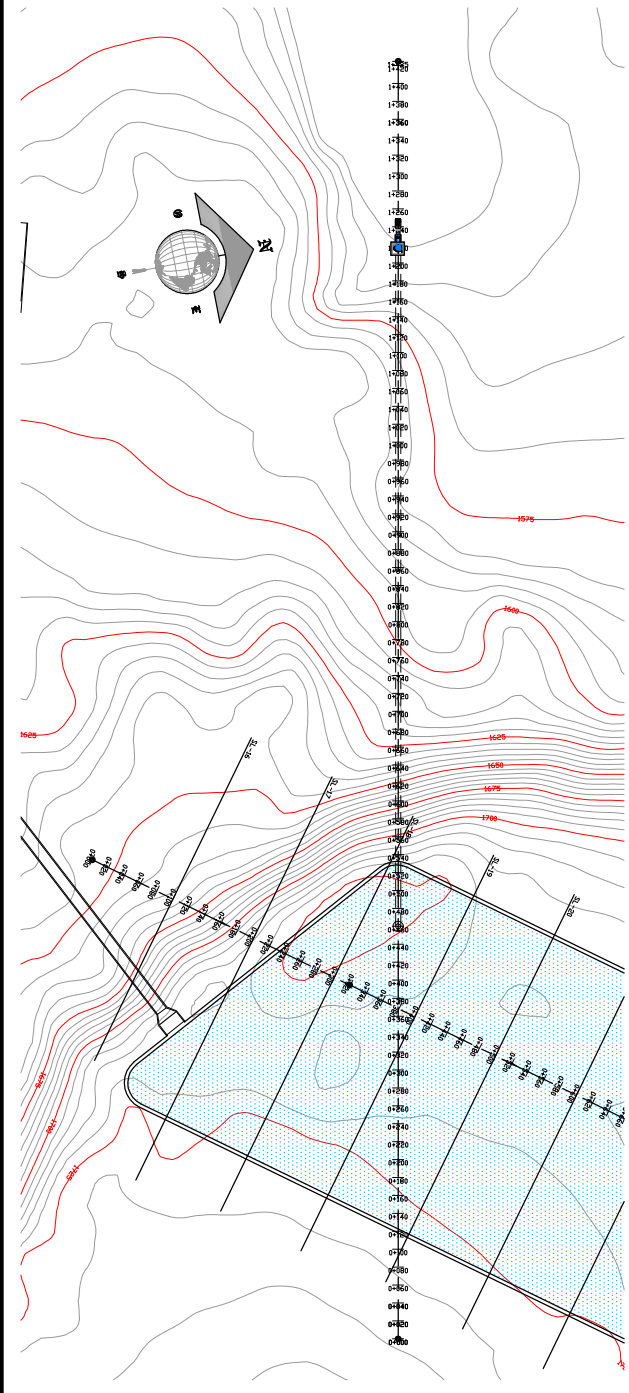

 UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
 INSTITUTO DE INVESTIGACIONES Y PROYECTOS DE INGENIERIA

ESCALA AS INICIAL	CONTENIDO	FECHA

Miguel Ángel Ortega
 Ing. Omaira Echeverri

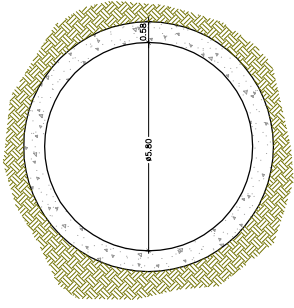
PLANO DE LOCALIZACION





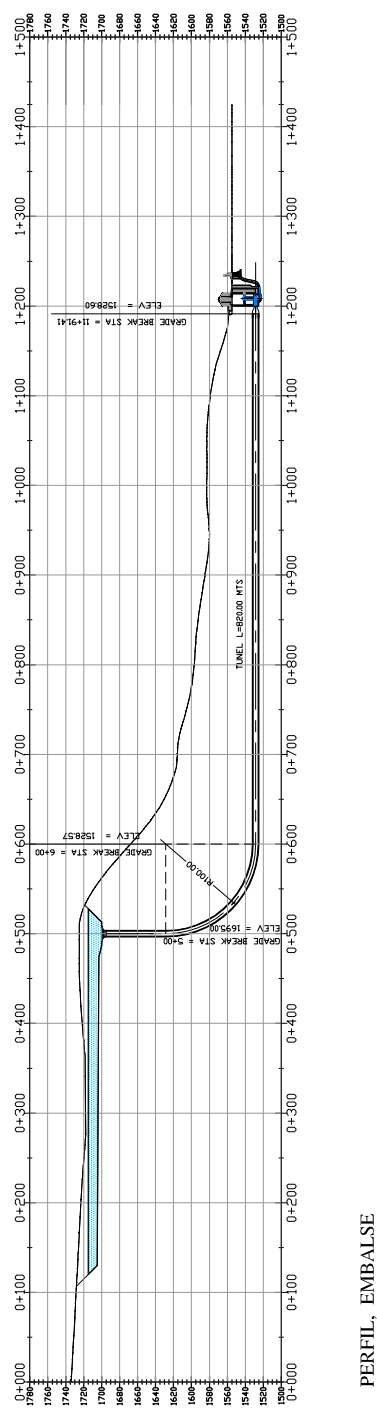
PLANTA, EMBALSE

ESC: 1:50,000



TUNEL, SECCION TIPICA

ESC: 1:125



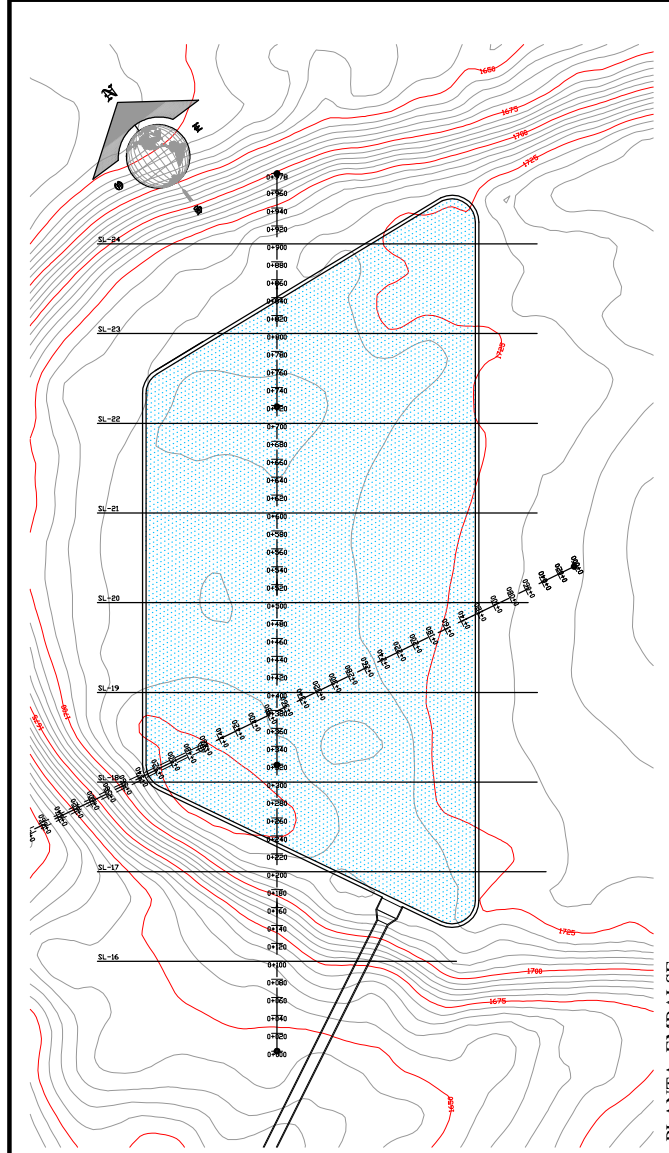
PERFIL, EMBALSE

ESC: 1:50,000

PROYECTO	REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
FECHA	DESCRIPCION DE LA REVISION
RESPONSABLE	
CLIENTE	ATITLAN
ESCALA	PLANTA: PERIL
NO.	7/14
INGENIERO	Miguel Angel Ortega
INGENIERO RESPONSABLE	Ing. Omar El Estrella

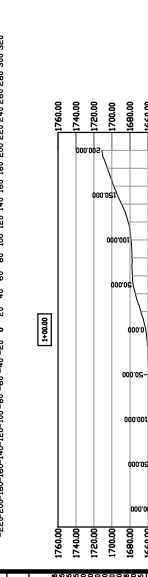
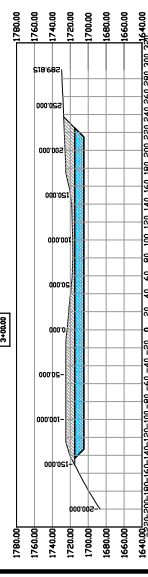
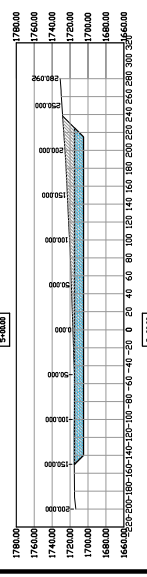
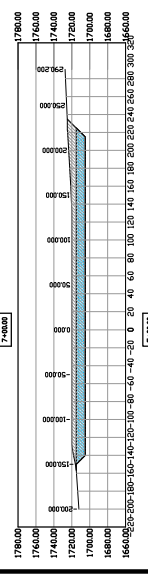
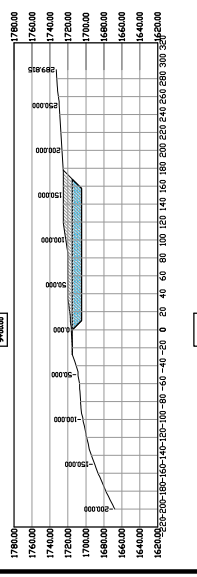
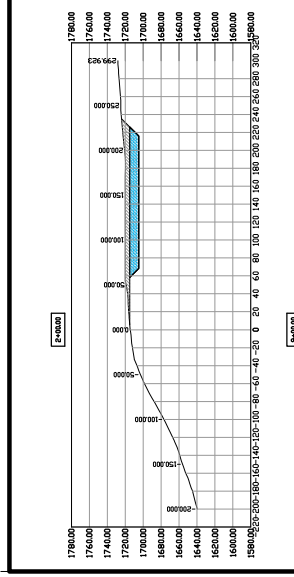


REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
 IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA



PLANTA, EMBALSE

ESC. 1:5,000



SECCIONES TRANSVERSALES, EMBALSE

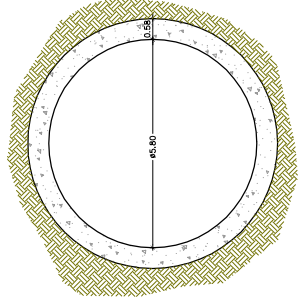
ESC. 1:5,000

REV.	FECHA	DESCRIPCION DE LA MODIFICACION	RESPONSABLE

REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
 IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA

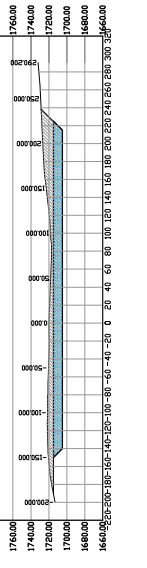
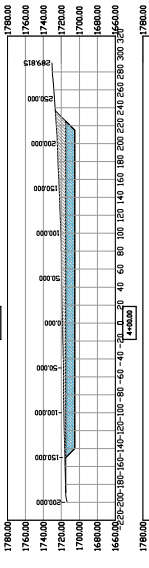
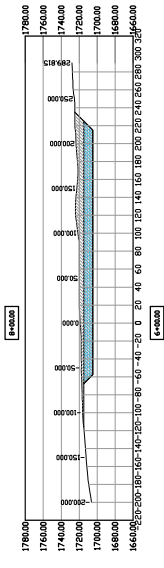
CONTADOR	AITILIAN	TOTAL
ESCALA AS	PLANTAS SECCIONES TRANSVERSALES	NO.
INDICADA	SECCION TIPICA DE TUNEL	8/14

Miguel Angel Ortega
 Ing. Omelil Echeverri

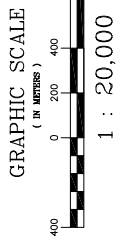
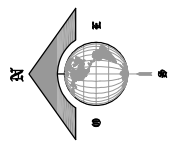


TUNEL, SECCION TIPICA

ESC. 1:125



PROYECTO	ANEXO	FECHA	NO.



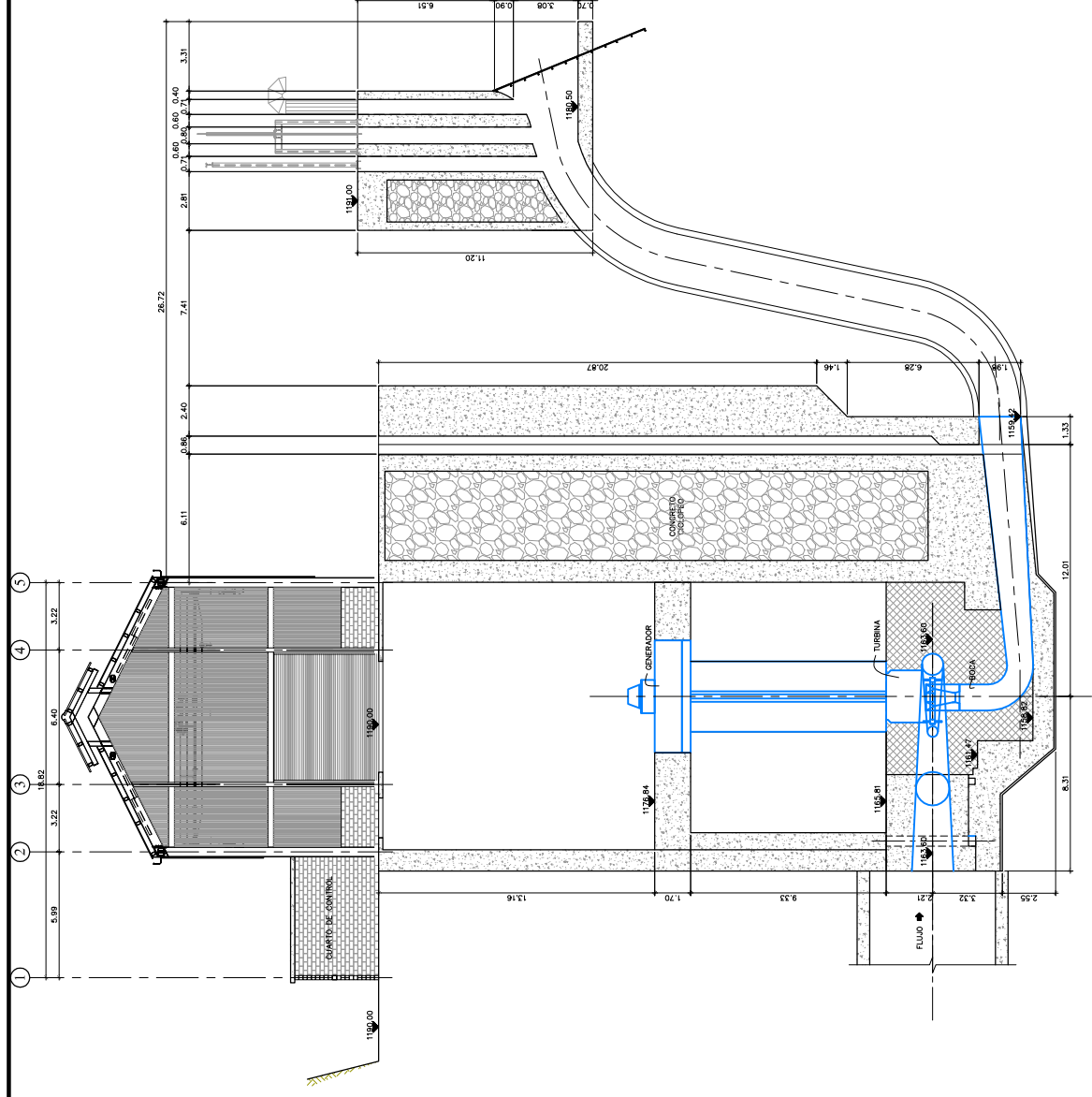
PROYECTO	REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
FECHA	DESCRIPCION DE LA REVISION
RESPONSABLE	

IDENTIFICACION, ANALISIS DE SITUACION ACTUAL, Y PROYECCIONES FINANCIERAS Y DE MERCADO PARA EL DESARROLLO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS DE BOMBEO EN EL PAIS DE GUATEMALA



FECHA DE LOCALIZACION	1/1/14
DURAZNO	
PLANTA DE LOCALIZACION	
Miguel Ángel Ortega	
Ing. Omel Elbeverri	

PLANO DE LOCALIZACION



PERFIL, CASA DE MAQUINAS

PROYECTO	REVISIONES Y ACTUALIZACIONES
FECHA	14/14
DESCRIPCION DE LA REVISION	
RESPONSABLE	



CONTADOR	DURAZZO	FECHA	
FORMA A3	CASA DE MAQUINAS	Nº	14/14
1:200	PLANTA-PERFIL 1-1		

Miguel Ángel Ortega
 Ing. Omilil Echeverri

XII. Glosario

AMM: Administrador del Mercado Mayorista.

Bombeo Es la acción efectuada por una bomba, y la función de esta consiste en impulsar un fluido. (Cengel, Cimbala, 2012).

BBL: Barril Bruto Liquido.

Bombas turbina: Las bombas turbina, son equipos capaces de hidráulicos capaces de revertir su dirección de giro y turbinar o bombear un recurso.

CNEE: Comisión nacional de energía eléctrica

Eficiencia: relación entre la energía transformada y el total de energía potencial disponible.

Gobernador: equipo de control de velocidad en una maquina hidráulica.

Hidroeléctrica: Edificio, en el cual turbinas son utilizadas para transmitir la energía cinética del agua debido a una caída de agua natural o artificial hacia un generador. (USBR, 2005)

KV: Kilo Voltios

Motor/generador: Maquina eléctrica capaz de revertir su giro para hacer girar un embolo y generar energía o consumir para realizar un trabajo.

MW: Mega-Watts

Potencia activa: capacidad de una instalación eléctrica para transformar la energía eléctrica en trabajo útil.

Potencia reactiva: es la potencia necesaria para crear campos magnéticos en bobinas o condensadores.

Reversibles: máquinas capaces de revertir su giro según sea requerido.

SIEPAC Sistema de Interconexión para los países de América Central

SNI: Sistema Nacional Interconectado