

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA E INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA UTILIZANDO BOMBAS CENTRÍFUGAS CON UNA CAPACIDAD DE 10 HP QUE OPEREN COMO TURBINAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

JORGE ALBERTO MARTÍNEZ GALLEGOS

DIRECTOR: ING. ROBERTO GUTIÉRREZ

CODIRECTOR: ING. WILSON YÉPEZ

Sangolquí, 2010 - 04 - 20

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA E INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA UTILIZANDO BOMBAS CENTRÍFUGAS CON UNA CAPACIDAD DE 10 HP QUE OPEREN COMO TURBINAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.” fue realizado en su totalidad por JORGE ALBERTO MARTÍNEZ GALLEGOS, como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Roberto Gutiérrez

DIRECTOR

Ing. Wilson Yépez

CODIRECTOR

Sangolquí, 2010-04-20

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA E INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA UTILIZANDO BOMBAS CENTRÍFUGAS CON UNA CAPACIDAD DE 10 HP QUE OPEREN COMO TURBINAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.”

ELABORADO POR:

JORGE ALBERTO MARTÍNEZ GALLEGOS

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ING. EMILIO TUMIPAMBA

DIRECTOR DE CARRERA

Sangolquí, 2010-04-20

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres, que desde mis primeros pasos han sido las personas que me brindaron todo el apoyo. Pusieron su confianza y jamás dejaron de ser mi empuje, y estoy seguro jamás dejarán de hacerlo.

A mi hermana, un ejemplo personal en muchos sentidos, a quien debo muchos de mis logros por ser quien ha impulsado muchas de mis actividades y me ha motivado a desarrollarme como persona y profesional.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis profesores, que desde aulas y laboratorios, supieron impartir no solo conocimientos sino de igual forma enseñarnos a tener iniciativa para solucionar problemas. A todas las experiencias universitarias que de gran manera formaron mi carácter e hicieron de mi una persona más fuerte e independiente.

A mis compañeros de aula, que durante los años de carrera universitaria compartimos gran cantidad de alegrías, y sobre todo fuimos el apoyo mutuo que ayudó a superar todos los obstáculos que una carrera como la de Ingeniería Mecánica nos impone.

A mis tutores de tesis, que sin su asesoramiento y tiempo dedicado a nuestras reuniones, no habría sido posible la ejecución de este proyecto. En todo momento su actuar fue el colaboración y jamás de entorpecer mi desarrollo.

A los Ingenieros Ricardo Buitrón, Héctor Almeida y Antonio Villagómez, por ser los impulsores de esta tesis. Gracias a su apoyo, gestión e interés al proyecto he adquirido gran conocimiento del campo hidroeléctrico y se llegaron a obtener los mejores resultados del mismo.

Me es imposible el no agradecer a mi segundo hogar, CAMINOSCA S.A., junto con todos mis amigos y compañeros de trabajo, siendo todos ellos quienes me han visto nacer profesionalmente y me animaron día a día a culminar con éxito un paso más en mi vida.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1	Porcentajes Nacionales de Servicios Básicos	4
Tabla 2. 1	Estimaciones Energía Estadounidense	11
Tabla 2. 2	Potencial Teórico, Técnico, Económico de las Cuencas Hidrográficas	25
Tabla 2. 3	Localidades con posible interés para generación de electricidad con energía eólica	27
Tabla 2. 4	Características principales de los proyectos geotérmicos en el Ecuador.....	30
Tabla 2. 5	Resumen de Soluciones Energéticas con Recursos Renovables.....	31
Tabla 2. 6	Proyectos de Generación Eléctrica que presentan las mejores condiciones de ser desarrollados.....	33
Tabla 2. 7	Proyectos de Generación Eléctrica que poseen de concesión o permiso.....	34
Tabla 3. 1	Parámetros de Comparación	52
Tabla 3. 2	Zonas de Operación de la Bomba	57
Tabla 5. 1	Datos Iniciales	77
Tabla 5. 2	Datos de Operación de BUTU	79
Tabla 5. 3	Coeficientes de Pérdida de Carga para diferentes Materiales....	80
Tabla 5. 4	Coeficientes K para Pérdidas Singulares	81
Tabla 5. 5	Pérdidas de Carga.....	82
Tabla 5. 6	Altura Neta del Sistema Según Algunas Aperturas de la Válvula Reguladora de Caudal	87
Tabla 5. 7	Toma de Datos del Banco de Pruebas	90
Tabla 5. 8	Caudal de operación para las BUTUs	104
Tabla 5. 9	Pérdidas de Carga en la Micro Central	106
Tabla 5. 10	Motor de Inducción Típica y Velocidades de Operación del Generador.....	109
Tabla 6. 1	Población por Areas – Censo 2001 INEC.....	119
Tabla 6. 2	Viviendas en el Area Urbana que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC	119
Tabla 6. 3	Viviendas en el Area Rural que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC	120
Tabla 6. 4	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico por Región – Censo 2001 INEC.....	122
Tabla 6. 5	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Costa Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC	123
Tabla 6. 6	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en el Oriente Ecuatoriano por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC	124
Tabla 6. 7	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Sierra Ecuatoriana por Provincia en Relación	

	a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC125
Tabla 6. 8	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en Galápagos y en las Zonas No Delimitadas por el INEC en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC126
Tabla 7. 1	Costos de Infraestructura Casa de Máquinas.....128
Tabla 7. 2	Costos de Instalaciones Casa de Máquinas128
Tabla 7. 3	Costos del Sistema Eléctrico128
Tabla 7. 4	Costos de Instrumentación129
Tabla 7. 5	Costos Totales Banco de Pruebas129
Tabla 7. 6	Costos Obras Civiles de la Micro Central130
Tabla 7. 7	Costos Equipos Electromecánicos de la Micro Central131
Tabla 7. 8	Costos Sistema Eléctrico de la Micro Central131
Tabla 7. 9	Costos Totales de la Microcentral Hidroeléctrica132
Tabla 7. 10	Costos de Estudio de Mercado.....132
Tabla 7. 11	Cálculo de Energía para la Micro Central134
Tabla 7. 12	Venta de Energía Anual Proyectada135
Tabla 7. 13	Ingresos Anuales Proyectados136
Tabla 7. 14	Flujo de Caja Interna Proyectada137
Tabla 7. 15	Relación Beneficio - Costo138
Tabla 7. 16	Flujo de Caja Actualizada139
Tabla 7. 17	Variación según el Factor de Planta141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1	Cobertura del Suministro Eléctrico a Nivel Parroquial	4
Figura 1. 2	Transporte de la Bomba Centrífuga en Campo	6
Figura 1. 3	Instalaciones Internas en Campo.....	7
Figura 1. 4	Instalaciones Exteriores en Campo	7
Figura 2. 1	Consumo Energético en el Mundo.....	12
Figura 2. 2	Evolución del Consumo Final de Energía en el Mundo	13
Figura 2. 3	Energía Renovable en el Mundo	14
Figura 2. 4	Producción Mundial de Combustibles.....	15
Figura 2. 5	Producción Primaria.....	18
Figura 2. 6	Demanda Doméstica Sectorial	18
Figura 2. 7	Importación de Energía.....	19
Figura 2. 8	Intervención Oferta – Demanda.....	20
Figura 2. 9	Reducción de Importaciones de Energía	20
Figura 2. 10	Intensidad Energética – Sector Industrial.....	21
Figura 2. 11	Producción Primaria año 2020.....	21
Figura 2. 12	Demanda Doméstica de Electricidad	22
Figura 2. 13	Mapa de Isoyetas del Ecuador.....	24
Figura 2. 14	Proyectos Geotérmicos y Principales Zonas Geotérmicas.....	29
Figura 2. 15	Ciclo de Generación Hidroeléctrica.....	38
Figura 2. 16	Central de Agua Fluyente.....	40
Figura 2. 17	Central de Pie de presa	40
Figura 2. 18	Componentes de una Central Hidroeléctrica	41
Figura 2. 19	Bomba Vertical	44
Figura 2. 20	Bomba Horizontal.....	44
Figura 2. 21	Motor de Inducción.....	46
Figura 3. 1	Sentido de Energía	51
Figura 3. 2	Curvas de Performance	52
Figura 3. 3	Las Ocho Zonas y Cuatro Cuadrantes de Operación de la Bomba	55
Figura 3. 4	Manera de la Regulación de la Velocidad de Rotación.....	60
Figura 4. 1	Casa de Máquinas Antigua Guangopolo.....	69
Figura 4. 2	Ubicación General Central Hidroeléctrica Guangopolo.....	70
Figura 4. 3	Plataforma de Proyecto y Tubería de Presión	72
Figura 4. 4	Válvula de Compuerta	73
Figura 4. 5	Válvula Mariposa	74
Figura 5. 1	Esquema Hidráulico.....	77
Figura 5. 2	Reguladora de Presión	78
Figura 5. 3	Reguladora de Caudal	79
Figura 5. 4	Curvas del Sistema Hidráulico.....	83
Figura 5. 5	Curvas del Sistema Hidráulico con Reguladora de Presión....	85
Figura 5. 6	Coeficientes de Pérdida para la Válvula Reguladora de Caudal en función de la Apertura; Fuente: Catálogo PAM válvulas de aguja	86
Figura 5. 7	Curvas de Altura Neta del Sistema Según Apertura de la	

	Válvula Reguladora de Caudal	88
Figura 5. 8	Curva Hn vs. Q de una BUTU.....	90
Figura 5. 9	Curva de Potencia Necesaria del Sist. Hidráulico.....	91
Figura 5. 10	Curva de Rendimiento de una BUTU.....	91
Figura 5. 11	Curva Hn vs. Q de Bomba 2	96
Figura 5. 12	Curva Eficiencia vs. Q de Bomba 2	96
Figura 5. 13	Curva Potencia vs. Q de Bomba 2.....	96
Figura 5. 14	Curvas de Hn vs. Q Modo Bomba y Turbina.....	98
Figura 5. 15	Curvas de Eficiencia vs. Q Modo Bomba y Turbina.....	99
Figura 5. 16	Curvas de Potencia vs. Q Modo Bomba y Turbina	99
Figura 5. 17	Curvas de Altura Neta del Sistema y Curvas de Operación de BUTUs	101
Figura 5. 18	Curvas de Caudal vs. % de Apertura de la Válvula de las diferentes BUTUs	102
Figura 5. 19	Curvas de Potencia vs. % de Apertura de la Válvula de las Diferentes BUTUs.....	103
Figura 5. 20	Esquema de la Micro Central Hidroeléctrica.....	104
Figura 5. 21	Curvas de Hn vs. Caudal de l Sist. Hidráulico y BUTU	106
Figura 5. 22	Salida Monofásica de un Generador de Inducción Trifásico ..	108
Figura 5. 23	Esquema de Regulación.....	112
Figura 6. 1	Zonas Rurales	117
Figura 6. 2	Zonas sin Servicio Eléctrico.....	118
Figura 6. 3	Población por Areas – Censo 2001 INEC	118
Figura 6. 4	Viviendas en el Area Urbana que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC	119
Figura 6. 5	Viviendas en el Area Rural que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC	120
Figura 6. 6	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico por Región – Censo 2001 INEC.....	122
Figura 6. 7	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Costa Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC.....	123
Figura 6. 8	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en el Oriente Ecuatoriano por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC.....	123
Figura 6. 9	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Sierra Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC.....	125
Figura 6. 10	Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en Galápagos y en las Zonas No Delimitadas por el INEC en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC	126
Figura 7. 1	Valor Actualizado Neto del Micro Proyecto	141
Figura 7. 2	Energía Producida según el Factor de Planta	142
Figura 7. 3	Relación de Beneficio – Costo según el Factor de Planta	143
Figura 7. 4	TIR según el Factor de Planta	143

NOMENCLATURA

Q:	Caudal
A:	Área
k:	Coefficiente de pérdidas por fricción
m.c.a.:	Metros de columna de agua
psi:	Pound square inch (libra por pulgada cuadrada)
m:	metro lineal
m ² :	Metros cuadrados
m ³	Metros cúbicos
Hn:	Altura neta
hb:	Altura Bruta
r.p.m.:	Revoluciones por minuto
D:	Diámetro
Ω_P :	Velocidad específica adimensional
P _G :	Potencia Generada
P _D :	Potencia Demandada
P _t :	Potencia de turbina
P _h :	Potencia hidráulica
kW:	kilowattios
E máx.:	Energía máxima generada
FC:	Factor de planta
KWh:	Kilowattio por hora
η :	Eficiencia
N:	Velocidad de rotación

RESUMEN

Se presenta una alternativa viable para la generación eléctrica a través del diseño de un banco de pruebas, con una inversión de USD 16443.95, para la obtención de curvas características de BUTU (Bombas Usadas Como Turbinas) y enfocar su implementación a zonas rurales y/o urbano-marginales para poder satisfacer así una de las necesidades básicas que ciertas zonas en el Ecuador no disponen.

La ventaja más destacable del uso de bombas centrífugas en lugar de turbinas para la generación eléctrica radica en los costos de inversión. Puesto que el costo de una turbina está entre tres y cinco veces mayor que el de una bomba centrífuga con las mismas condiciones de operación.

Existen dos metodologías planteadas para la obtención de las curvas características de las BUTU. La primera por medio de una toma de datos en el banco de pruebas, donde se pueden obtener en forma experimental sus datos y realizar las gráficas necesarias. El segundo método usado es por medio de formulaciones matemáticas que se presentaron en una tesis de doctorado en Inglaterra, donde conociendo los datos de una bomba centrífuga se puede obtener sus curvas características como turbina.

Con el fin de que esta alternativa energética sea implementada en zonas alejadas donde no se disponga de servicio eléctrico, mas si se cuenta con un río o reservorio de donde se pueda tomar cierto caudal para la generación eléctrica, se presenta el análisis económico – financiero de una micro central hidroeléctrica de 8.65 kW. Esta micro central tiene una inversión de USD 11956.94.

Una micro central hidroeléctrica con esta inversión es justificada si su operación será al menos en un 24% de su tiempo. Esto es debido a que con un factor de planta de $FC=0.24$ el proyecto resulta rentable. Con factores de planta menores el proyecto no genera ganancia y no cubre su inversión inicial.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO	ii
LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS	viii
NOMENCLATURA	x
RESUMEN	xi

ÍNDICE DE CAPÍTULOS

CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Definición Del Problema	1
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 General.....	3
1.3.2 Específicos	3
1.4 Justificación e Imporancia.....	3
1.5 Alcance	8
CAPITULO 2	10
MARCO DE REFERENCIA.....	10
2.1 Marco Contextual.....	10
2.1.1 Situación Energética Mundial	10
2.1.2 Uso Racional De La Energía	15
2.1.3 Matriz Energética Del Ecuador	17
2.1.4 Recursos Renovables del Ecuador.....	22
2.1.5 Proyectos De Generación Electricos	32
2.1.6 Micro Centrales Hidroeléctricas.....	37
2.2 Marco Teórico	43
2.2.1 Bombas Centrífugas.....	43
2.2.2 Motores.....	45
2.2.3 Generadores.....	47
2.2.4 Regulación.....	47
CAPITULO 3	49
CONVERSIÓN DE BOMBAS CENTRÍFUGAS A TURBINAS.....	49
3.1 Aspectos Generales.....	49
3.1.1 Estado Del Arte.....	49
3.1.2 Tipo De Bombas Utilizadas Y Eficiencia En Modo Turbina.....	50
3.1.3 Diferencias Entre Bomba Y Turbina.....	51
3.2 Bombas como Turbinas	51
3.2.1 Análisis de su comportamiento Modo Turbina y Modo bomba... 51	
3.2.2 Representación Matemática de una Bomba	53
3.2.3 Consideraciones Técnicas.....	59
3.2.4 Diferencias importantes a Considerar entre Bombas y Turbinas 64	
3.3 Motores como Generadores	65
CAPITULO 4	69
PROYECTO DE MINICENTRAL	69
4.1 Descripción General	69
4.1.1 Central Hidroeléctrica Guangopolo.....	69
4.1.2 Ubicación Específica del Proyecto.....	71
4.2 Obras.....	71
4.2.1 Tanque de presión	71
4.2.2 Tubería de Conducción.....	71
4.2.3 Válvula de Guardia	73
4.2.4 Turbina – Bomba Centrífuga.....	74
4.2.5 Generador – Motor	74
4.2.6 Regulador	75
CAPITULO 5	76
DISEÑO DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO.....	76

5.1	Introducción	76
5.2	Diseño MECÁNICO del Banco de Pruebas	76
5.2.1	Esquema del Diseño.....	76
5.2.2	Reservorio (Tanque de Presión)	77
5.2.3	Válvula de Toma	77
5.2.4	Válvula Reguladora de Presión	78
5.2.5	Válvula Reguladora de Caudal	78
5.2.6	Unidad Generadora	79
5.2.7	Pérdidas del Sistema Hidráulico.....	79
5.2.8	Selección de la Reguladora de Presión.....	82
5.2.9	Selección de la Reguladora de Caudal.....	85
5.2.10	Instrumentación	88
5.2.11	Red Local de Control.....	89
5.3	Obtención de las Curvas Características de una BUTU	89
5.3.1	Con el Banco de Pruebas.....	89
5.3.2	Conocidos sus Datos como Bomba.....	91
5.4	Prediseño de la Micro central Hidroeléctrica.....	104
5.4.1	Hidráulico – Mecánico	104
5.4.2	Eléctrico.....	107
5.4.3	Control de la Producción Eléctrica.....	110
5.4.4	Sistema de Control Propuesto.....	111
5.4.5	Control Potencia Activa-Frecuencia (p-f) y Potencia Reactiva - Voltaje (Q-V)	114
5.4.6	Instrumentación de Campo.....	114
5.4.7	Red Local de Control.....	115
5.4.8	Cálculo de Energía	115
5.5	Planos de Instalación del Proyecto	115
5.5.1	GENERALES.....	115
5.5.2	ESTRUCTURALES	115
5.5.3	MECANICOS	116
5.5.4	ELECTRICOS.....	116
CAPÍTULO 6		117
Estudio de Mercado		117
6.1	Situación Actual	117
6.2	Plan Estratégico Nacional.....	121
6.3	Zonas a Beneficiarse	121
CAPÍTULO 7		128
ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO		128
7.1	Costos del Banco de Pruebas	128
7.2	Análisis Económico de la Micro Central Hidroeléctrica con BUTU ...	130
7.2.1	Costos de la Micro Central	130
7.2.2	Costos para el Estudio de Mercado para Zonas Rurales.....	132
7.3	Análisis Financiero.....	133
7.3.1	Evaluación financiero-económica del proyecto.....	133
7.4	Evaluación Económica.....	134
7.4.1	Flujo neto del proyecto	135
7.5	Parámetros de evaluación	138
7.5.1	Relación Beneficio-Costo	138
7.5.2	Valor Actual Neto	139
7.5.3	Tasa Interna de Retorno (TIR)	140

7.6	Factor de Planta Mínimo	141
CAPÍTULO 8		145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		145
8.1	Conclusiones	145
8.2	Recomendaciones	147
ANEXOS		149
Anexo 1	Catálogo de reguladora de presión con características técnicas. .	149
Anexo 2	Tablas de datos de figuras 5.18 y 5.19.....	151
Anexo 3	Las tablas de datos de inversión de cada BUTU, junto con las gráficas de potencia, eficiencia y altura de presión para cada máquina hidráulica	152
Anexo 4	Carta de Conformidad – Empresa Eléctrica Quito.....	162
Anexo 5	Planos de instalación	163
GLOSARIO		164
BIBLIOGRAFÍA		166

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

Las bombas centrífugas han sido utilizadas por más de cuatro décadas como turbinas para generación eléctrica, por su economía, buena disponibilidad, facilidad de instalación y mantenimiento, sobre todo en países desarrollados. En el Ecuador no se encuentran antecedentes de este tipo de instalaciones.

En la revista HRW publicada en el año 1996 aproximadamente, donde se muestran los resultados de investigaciones y aplicaciones realizadas en Alemania.

Cuando se discute la situación energética en países en vías de desarrollo y especialmente en las áreas rurales de estos, es de reconocimiento general que las pequeñas centrales hidráulicas juegan un importante rol en el avance de los mismos. Sin embargo, el costo de inversión inicial de las pequeñas centrales hidroeléctricas es considerado relativamente alto y esto ha restringido, en algunos países, de manera considerable el desarrollo de estas centrales de energía renovable. El uso de Bombas Centrífugas de uso común como Turbinas ofrecen una alternativa técnica con una considerable ventaja económica, por lo tanto, debe estudiarse y planificar su instalación en pequeñas centrales hidráulicas, esto es la finalidad del presente estudio.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En el mundo se ha desarrollado muy importantes instalaciones hidroeléctricas de gran tamaño, el interés no ha sido igual para las microcentrales (generación menor a 100 kW), las cuales se mantienen postergadas. Esto se ha producido lamentablemente por una significativa

proporción del potencial de microhidroeléctricas se encuentra en las zonas alejadas, donde las comunidades rara vez poseen red eléctrica y tienen poca perspectiva de tenerla.

– Por la falta de recursos, conocimiento y planes de ayuda para los pobladores.

En países desarrollados y en algunos en vías de desarrollo se han implementado instalaciones de bombas centrífugas como turbinas para la generación, considerando las siguientes ventajas:

– Los Micro proyectos hidroeléctricos, a más de generar energía para varios equipos eléctricos, tiene la posibilidad de electrificar a mini proyectos agropecuarios, talleres de trabajo de varias actividades y otras pequeñas aplicaciones industriales de tal forma que se pueda proveer de generación eléctrica y de los beneficios de calidad de vida a las comunidades alejadas y a pequeñas fincas agrícolas.

– Los impactos medioambientales de los micro proyectos hidroeléctricos son reducidos por no ser necesario la construcción de grandes presas; adicionalmente, se disminuye el uso de combustibles fósiles y a menudo no se perturba el vínculo existente entre el refugio forestal y el flujo natural del agua.

– El uso de bombas como turbinas y otros planteamientos de bajo costo está ayudando a reducir las inversiones de micro proyectos hidroeléctricos, lo cual ha sido la mayor restricción para incrementar su desarrollo.

– El uso de bombas como turbinas son particularmente útiles para desarrollar micro proyectos hidroeléctricos donde no existen fabricantes de turbinas de agua, al ver que las bombas centrífugas y sus repuestos son adquiribles en casi todas las ciudades alrededor de mundo.

De todas maneras, aunque es mucho más fácil el adquirir una bomba centrífuga que fabricar una turbina con las características necesarias, existen varios requerimientos y cálculos pertinentes que deben ser

aplicados para seleccionar correctamente una máquina que sea fiable y opere eficientemente, por lo cual se requiere de asistencia técnica

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 GENERAL

Presentar las investigaciones y estudios técnicos para implementar un banco de pruebas, con la finalidad de obtener las curvas características de las motor-bombas centrifugas que funcionarán como turbinas de generación y colaborar con la promoción del desarrollo de micro proyectos hidroeléctricos en el país con estos equipos.

1.3.2 ESPECÍFICOS

- Realizar los diseños que permitan la construcción de un banco de pruebas en la central hidroeléctrica Guangopolo.
- Presentar una alternativa energética viable para realizar la implementación de una minicentral equipada con una bomba de 10 HP de capacidad.
- Determinar los aspectos económicos y financieros del proyecto

1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORANCIA

El país es deficitario en la generación de electricidad en general y en particular en zonas campesinas, alejadas del desarrollo, las mini centrales disminuirán esta carencia.

La implementación de mini centrales equipadas con bombas centrifugas de bajo costo contribuirá a mejorar el nivel de vida de los habitantes de las zonas a ser servidas, al desarrollo de la agricultura y de las comunidades campesinas de bajos recursos dedicadas a estas labores, por lo cual tiene gran importancia dar pasos para la implementación de estas mini centrales, ya construidas en otros países.



Figura 1. 1 Cobertura del Suministro Eléctrico a Nivel Parroquial
Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

Tabla 1. 1 Porcentajes Nacionales de Servicios Básicos

	Alcantarillado (red pública)		Luz eléctrica		Agua entubada		Recolección de basura	
	Censo 90	Censo 2001	Censo 90	Censo 2001	Censo 90	Censo 2001	Censo 90	Censo 2001
Costa	32.9%	36.9%	77.7%	91.1%	33.5%	41.8%	38.8%	65.6%
Sierra	47.5%	62.2%	80.1%	92.9%	44.3%	56.3%	48.8%	63.6%
Amazonía	19.0%	34.3%	43.6%	64.6%	17.8%	26.0%	24.7%	39.8%
Nacional	39.5%	48.5%	77.7%	90.8%	38.2%	47.9%	43.2%	63.5%

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

El equipamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas mediante la utilización de bombas como turbinas y motores como generadores, permitirá reducir sus costos y ampliar el aprovechamiento de los recursos hídricos en la generación de energía limpia y de bajo costo. Las razones por las cuales el equipamiento alternativo es más económico son las siguientes:

- Los fabricantes de Turbinas son escasos, sobre todo en países en desarrollo.
- El mercado de turbinas es pequeño comparado con el mercado que presentan las bombas centrífugas.

- Una turbina es más cara que una bomba estándar, siempre comparando dimensiones semejantes.
- Se dispone de bombas, tuberías y accesorios en algunas empresas como la EMAAP-Q sin utilización, que podrían ser donadas para utilizar en proyectos sociales.

Disponibilidad

La disponibilidad de una bomba centrífuga y sus partes de stock, es más accesible que en el caso de turbinas; esto toma mas evidencia cuando se trata para países en desarrollo. En Quito tenemos los siguientes distribuidores, entre otros:

ADINOX S.A.

Dirección: Avenida El Inca E4-262 (2035) y G

AGROCONSULTORES

Dirección: Av. Eloy Alfaro 850 y Amazonas

AQUA COBRE

Dirección: Ulloa N27-110 y Selva Alegre

ACERO COMERCIAL

Dirección: Av. De la Prensa N45-14 y Telégrafo 1

ASTAP

Dirección: Av. NNUU 1084 y Amazonas, Edif. Previsora Torre B

HDM ELQUITECNICA

Dirección: Republica de El Salvador N35-182 y Suecia, P4, Of. 52B, Edif. Almirante Colon

IMPEX

Dirección: Av. Amazonas N41-186 e Isla Floreana

IMPOREPRINOX

Dirección: Av. Amazonas N45 -214 y 10 de Agosto

LA LLAVE

Dirección: Av. Juan Tanca Marengo Km. 2 1/2

Las bombas centrífugas son de concepción robusta y simple y no requieren de un técnico y/o mecánico altamente calificado para su mantenimiento; esto hace que la bomba centrífuga utilizada como turbina sea más apropiada para las comunidades aisladas de países en desarrollo que las relativamente sofisticadas turbinas.

Debido a estas características su gran aplicación en zonas alejadas, en otros países, como se muestra en las siguientes imágenes:



Figura 1. 2 Transporte de la Bomba Centrífuga en Campo
Fuente: Chris Greacen, Reporte de Proyecto Micro central Huai Kra Thing



Figura 1.3 Instalaciones Internas en Campo

Fuente: Chris Greacen, Reporte de Proyecto Micro central Huai Kra Thing



Figura 1.4 Instalaciones Exteriores en Campo

Fuente: Chris Greacen, Reporte de Proyecto Micro central Huai Kra Thing

En donde podemos ver la forma en que la gente de la comunidad participa con el equipo técnico para obtener un beneficio para su gente.

Es por esto la importancia relevante del estudio en el presente proyecto, el cual presentará un medio económicamente viable de ayudar a las zonas más alejadas con el suministro eléctrico, lo cual cumple con el enfoque de

aporte social y con el Plan Estratégico de la ESPE.

Existen algunas comunidades locales que están interesadas en contar con el servicio de electricidad con la construcción de micro centrales hidráulicas, equipadas con BUTUs, como Salinas en la Provincia de Imbabura. Estas comunidades necesitan de ayuda voluntaria y del asesoramiento técnico.

1.5 ALCANCE

Este proyecto tendrá su aplicación en lugares alejados, donde es complicada la obtención de energía eléctrica y se posea un Recurso Hídrico del cual se pueda obtener la Energía Mecánica.

La finalidad de la presente tesis es presentar el diseño de un banco de pruebas por medio del cual se pueda obtener las curvas características de bombas centrífugas cuando estas operan en modo turbina (BUTU), especialmente cuando se desconoce los datos o curva de funcionamiento como bomba. Plantear, según investigaciones ya antes realizadas, una metodología matemática para obtener las curvas características de una BUTU, cuando se tiene del fabricante las curvas características como bomba.

Se realizará el diseño hidráulico y electromecánico del banco de pruebas y se evaluará el costo de los equipos necesarios para su funcionamiento.

Se presentará un método matemático para obtener las curvas características de las BUTUs funcionando como turbinas, se demostrará su utilización del método con algunos ejemplos.

Se presentará el pre diseño de un mini proyecto hidroeléctrico de 10 Hp, que permita la evaluación económica del mismo.

Además el diseño del banco de pruebas tiene como fin construirlo en la Central Hidroeléctrica de Guangopolo, donde solía ser el Laboratorio de Pruebas de Bombas y Turbinas del INE, para su realización tendrá el auspicio de la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito (EMAAP-Q).

CAPITULO 2

MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO CONTEXTUAL

2.1.1 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

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

La ciudadanía está cada vez más conciente sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía. Esto se debe en parte al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático.

Se ha constatado que la temperatura media de la Tierra ha sufrido un aumento durante el siglo XX de $0,6 \pm 0,2$ °C, además de que existe una disminución real de la cobertura del hielo ártico y un aumento de la frecuencia e intensidad de los denominados desastres naturales como huracanes, sequías y lluvias torrenciales.

Estos hechos han provocado que en las dos últimas décadas se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que apuestan por alcanzar un modelo de desarrollo sostenible: Cumbre de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) –donde surgió el plan de acción Agenda 21– y de Johannesburgo (2002); Protocolo de Kioto, adoptado en la

Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005; Declaración del Milenio (2000); y Plan de acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004.

- Demanda de Energía

Durante el siglo XX se observó un rápido incremento en el uso de los combustibles fósiles que se multiplicaron por veinte. Entre 1980 y 2004, las tasas anuales de crecimiento fueron del 2%. Según las estimaciones en el 2006 de la Administración de Información sobre la Energía estadounidense, los 15 TW estimados de consumo energético total para 2007 se dividen como se muestra a continuación, representando los combustibles fósiles el 86% de la energía mundial:

Tabla 2. 1 Estimaciones Energía Estadounidense

Tipo de combustible	Potencia en TW	Energía/año en EJ
Petróleo	5.6	180
Gas	3.5	110
Carbón	3.8	120
Hidroeléctrica	0.9	30
Nuclear	0.9	30
Geotérmica, eólica, solar, biomasa	0.13	4
<i>Total</i>	<i>15</i>	<i>471</i>

Hace poco más de un siglo las principales fuentes de energía eran la fuerza de los animales y la de los hombres y el calor obtenido al quemar la madera. El ingenio humano también había desarrollado algunas máquinas con las que aprovechaba la fuerza hidráulica para moler los cereales o preparar el hierro en las herrerías, o la fuerza del viento en los barcos de vela o los molinos de viento. Pero la gran revolución vino con la máquina

de vapor, y desde entonces, el gran desarrollo de la industria y la tecnología han cambiado, drásticamente, las fuentes de energía que mueven la moderna sociedad. Ahora, el desarrollo de un país está ligado a un creciente consumo de energía de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural.



Figura 2. 1 Consumo Energético en el Mundo

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial 2002

En los países más desarrollados el consumo de energía se ha estabilizado o crece muy poco, gracias a que la usamos cada vez con mayor eficiencia. Pero, como hemos dicho, las cifras de consumo por persona son muy altas. En los países en vías de desarrollo está creciendo el consumo por persona de energía porque, para su progreso, necesitan más y más energía. Para hacer frente a los problemas que hemos citado, los países desarrollados quieren frenar el gasto mundial de petróleo y otros combustibles fósiles, pero los países en vías de desarrollo denuncian que eso frena su desarrollo injustamente.

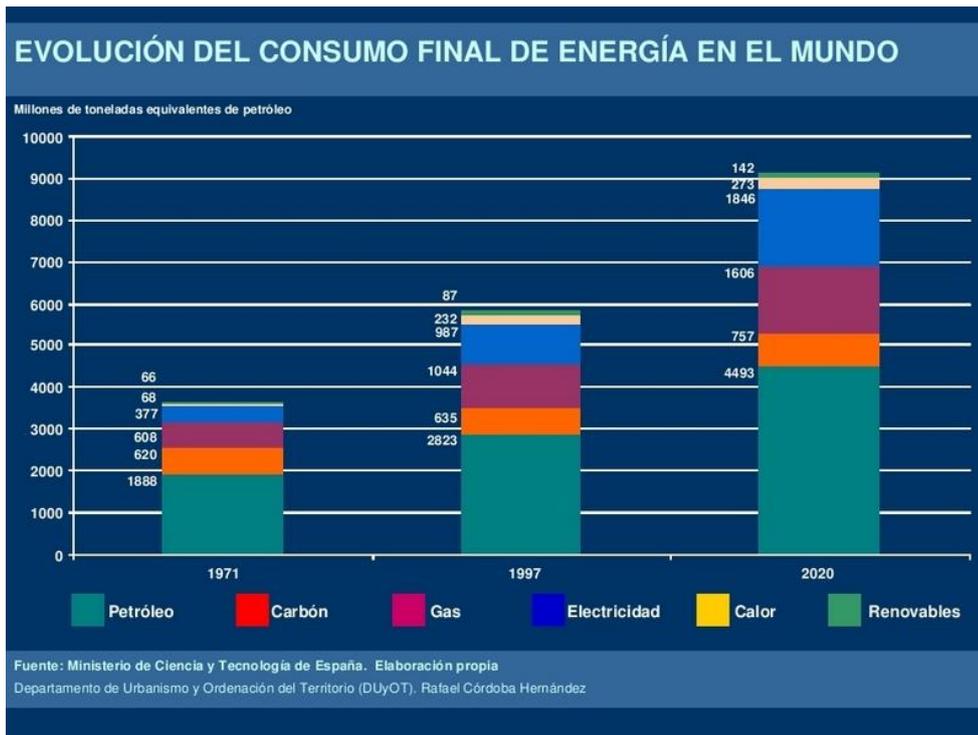


Figura 2. 2 Evolución del Consumo Final de Energía en el Mundo

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial 2002

- Oferta de Energía
 - En Francia, el 75% de la electricidad se genera en centrales nucleares. Un porcentaje muy alto, si lo comparamos, por ejemplo con Estados Unidos, donde este valor es de un 20%.
 - En Alemania, país del mundo donde más biodiesel se utiliza, se consumieron 126 millones de galones de este tipo de combustible.
 - En Amsterdam, el porcentaje de energía consumida en desplazamientos, se produce por medio del movimiento de los pedales de las personas que montan en bicicleta para moverse por la ciudad.
 - En el año 2020, Suecia quiere dejar de depender del petróleo.
 - En Islandia, el 93% de los hogares se calientan por medio de energía geotérmica.
 - En Egipto, aproximadamente 40 mil casas (unos 127 MW de consumo) reciben electricidad a través de la nueva central híbrida solar/térmica.

World Renewable Energy 2005

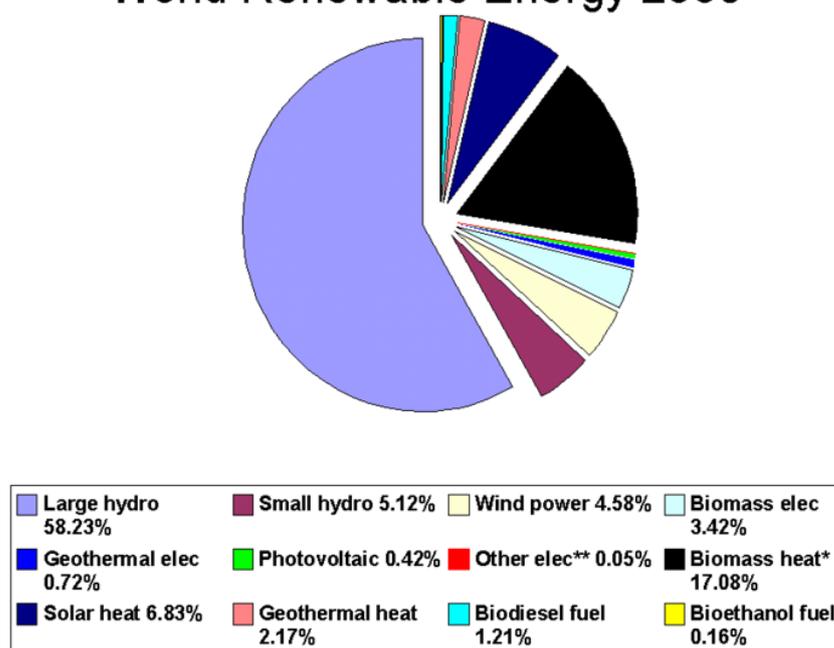


Figura 2.3 Energía Renovable en el Mundo

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial 2005

Las reservas de petróleo a escala mundial bastarán para satisfacer la demanda proyectada para las tres próximas décadas. Sin embargo, es posible que la disminución de reservas convencionales de petróleo constituya un motivo de preocupación a partir de 2030. Esta situación sólo se ve parcialmente compensada por el aumento de las reservas de petróleo no convencionales. Las reservas de gas natural son abundantes y se prevé que aumenten en cerca del 10%. En este período de tiempo las reservas de carbón no estarán sujetas a restricción alguna.

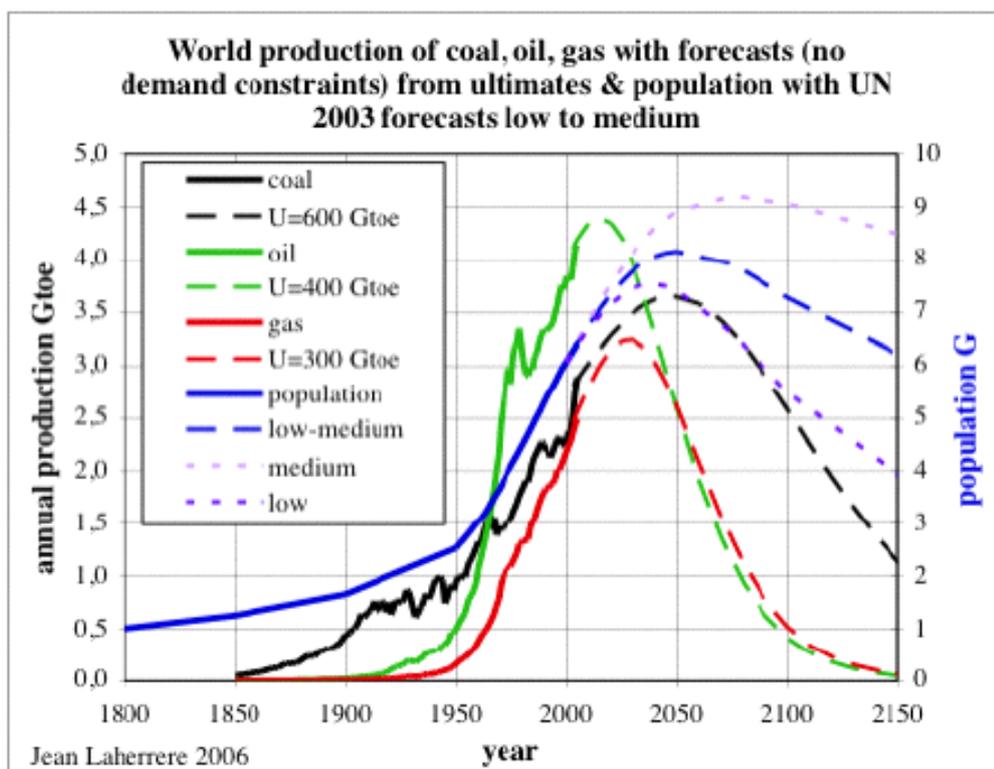


Figura 2. 4 Producción Mundial de Combustibles

Fuente: Revisión Estadística de la Energía Mundial 2005

2.1.2 USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

Modernizar el sector energético es uno de los retos del momento actual, porque permitirá obtener recursos económicos para la expansión del sistema, al mismo tiempo permitirá que éste funcione adecuada y ágilmente. En este gran objetivo nacional, se inserta el Programa Nacional de Ahorro de Energía que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que tiene como finalidad dar un servicio eficiente y crear una nueva cultura de uso racional de energía que ayude a preservar nuestros recursos naturales, mejorar la economía familiar y proteger el ambiente.

Con políticas reales de ahorro de energía también se conseguirá garantizar la confiabilidad en el sistema de suministro de energía necesaria en situaciones contingentes que puedan producirse debido a años hidrológicamente secos y a un incremento de la demanda. Por

ejemplo, si en dos años se reemplaza en el País dos millones quinientos mil focos incandescentes por ahorradores, se evitaría instalar una central eléctrica de 192 MW.

Si se usa racionalmente la energía, el Gobierno puede minimizar las grandes inversiones emergentes para construir nuevas centrales térmicas e hidroeléctricas y esos recursos, que se deja de utilizarlos para estos propósitos, podrán ser destinados a otros planes, sobre todo sociales, que es la preocupación gubernamental prioritaria. Pero por sobre estas consideraciones el uso racional de la energía exigirá al ecuatoriano a vivir el ejercicio real de valores como la solidaridad.

Los resultados de este esfuerzo se medirán periódicamente a través de diversos mecanismos. Con solo apagar los focos innecesarios en las horas pico todos saldríamos ganando, pero se requiere de algo más: cambiar nuestra cultura del despilfarro, por la cultura del uso racional de la energía.

Según los planes de eficiencia energética, se pretende enfrentar el trabajo en cuatro sectores:

Sector Residencial

En este sector, debido a que en el País se ha mantenido una política de subsidios durante las últimas décadas, se han formado malos hábitos de consumo en la población, lo que produce un sobre-consumo innecesario.

Para conocer su magnitud real deberán realizarse estudios de los actuales hábitos de energía. Por otro lado, debido también a que la señal tarifaria no es la adecuada, no se evidencia una utilización de equipos de alta eficiencia energética o fuentes de energías alternativas. Esto indica que será necesaria la formación de una cultura de uso racional de energía en todos los segmentos de consumidores residenciales. El consumo promedio actual en el sector residencial del Ecuador es de 130 kWh/mes.

Sector Productivo y de Servicios

En el sector industrial las deficiencias se presentan principalmente debido a la mala gestión energética y a la no renovación tecnológica con la que se desarrollan sus procesos, tanto desde el punto de vista eléctrico como térmico.

La ausencia de políticas de formación de consultores en eficiencia energética y desarrollo de programas de capacitación específica sobre este tema para el personal del sector productivo y de servicios. Este conjunto de factores impiden que las propias fuerzas del mercado impulsen la conformación de un mercado de eficiencia energética, que funcione en base al principio de que las mejoras se pagarán con los propios ahorros que se generen.

Normas de Eficiencia

En la actualidad debido a la falta de una normativa de eficiencia energética no se tienen las herramientas que limiten el ingreso al País de equipos ineficientes o que éstos se etiqueten adecuadamente, con la finalidad de orientar al consumidor a que no sólo tome en cuenta el costo de inversión del equipo sino también su costo de operación. Por otro lado existe una falta de normativa de edificaciones que permita que las mismas se construyan en base a estándares que faciliten aprovechar las energías renovables que posean localmente.

2.1.3 MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR

La Matriz Energética es un sistema de información que muestra la actual situación energética del Ecuador, resultante de las acciones e inacciones sobre el sector. Cuantifica la existencia, oferta y demanda de los recursos energéticos del país, revelando el potencial exportador y su grado de dependencia.

La Matriz proyecta el escenario energético futuro (año 2020), por lo que constituye una herramienta útil para la toma de decisiones oportunas entorno al desarrollo de actividades y proyectos que sean viables, considerando las perspectivas técnicas, económica, social y ambiental.

2.1.3.1 Situación Actual

Producción Primaria

La oferta energética del Ecuador es de alrededor de 213 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP). El 92% corresponde a la producción de crudo y 4% al gas natural. La hidroenergía representa un 2% de la oferta total, al igual que la biomasa participa con un 2%.

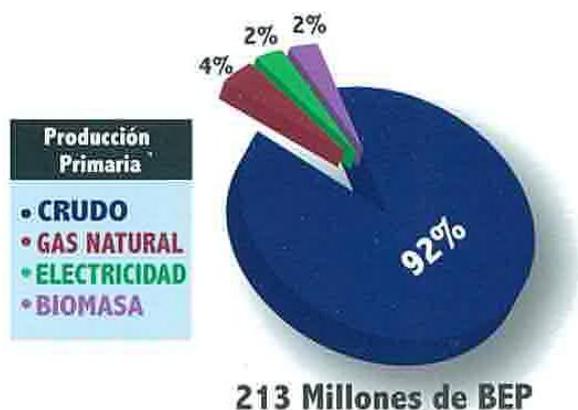


Figura 2. 5 Producción Primaria

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Demanda Doméstica Sectorial

La demanda energética del país es de aproximadamente 67 millones BEP, de los cuales el 80% son derivados de petróleo. El transporte abarca el 52% del consumo, la industria el 21%, el sector residencial el 19% y otros servicios el 8% restante.

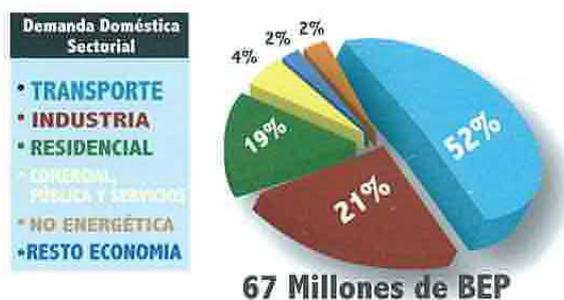


Figura 2. 6 Demanda Doméstica Sectorial

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Importaciones

Pese a ser productor neto de crudo, Ecuador importa derivados de petróleo para atender la demanda interna por un monto aproximadamente de 22 millones BEP, que equivale al 91% del total de compras de energía. La importación de electricidad equivale al 4%.



Figura 2. 7 Importación de Energía

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Demanda Doméstica de Electricidad

La oferta de energía eléctrica depende en un 46% de la quema de combustibles fósiles (diesel, naftas, fuel oil y gas) en plantas térmicas. Otro 43% proviene de la hidroelectricidad y un 10% de la importación desde países vecinos.

2.1.3.2 Perspectivas de Corto y Largo Plazo

Retomar el Liderazgo del Estado en la Planificación del sector energético

El aprovechamiento eficiente de los recursos naturales del Ecuador es la clave para equilibrar el balance energético del país, mediante el incremento de la oferta de energía renovable, el uso racional de la misma, el control de la demanda interna, la reducción de las importaciones de combustibles y la sustitución de las exportaciones de crudo por derivados.



Figura 2.8 Intervención Oferta – Demanda
Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Desarrollo de la Hidroelectricidad y otras fuentes de energía renovable

Los proyectos hidroeléctricos en marcha (Mazar, Sopladora, Toachi Pilatón, Ocaña, Coca Codo Sinclair, entre otros) aportan alrededor de 16 Gigavatios hora al año (GWh/año), duplicando la capacidad hidroeléctrica para satisfacer la demanda nacional, abriendo la posibilidad de convertir al Ecuador en un país exportador de electricidad.



Figura 2.9 Reducción de Importaciones de Energía
Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Control del crecimiento de la demanda y el gasto innecesario de energía

La eficiencia energética conlleva importantes beneficios económicos, sociales y ambientales por la disminución del consumo de combustibles

fósiles. El sector industrial tiene la posibilidad de ahorrar más de un 15% del consumo de energía, con la consecuente mejora en su competitividad.



Figura 2. 10 Intensidad Energética – Sector Industrial

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

2.1.3.3 Escenario Eficiente Año 2020

Producción Primaria

Se reduce en un 82% debido al agotamiento de las reservas. La energía renovable crece en un 10%, equivalente a 15 millones de BEP, alcanzando una participación de 18% en la matriz global.



Figura 2. 11 Producción Primaria año 2020

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

Demanda Doméstica de Electricidad

La hidroelectricidad crece hasta lograr una participación del 86% en la matriz eléctrica, misma que se complementa en un 2% con otras fuentes de energía renovable (solar, eólica y biomasa). La generación térmica se reduce al 8% y la importación al 3%.

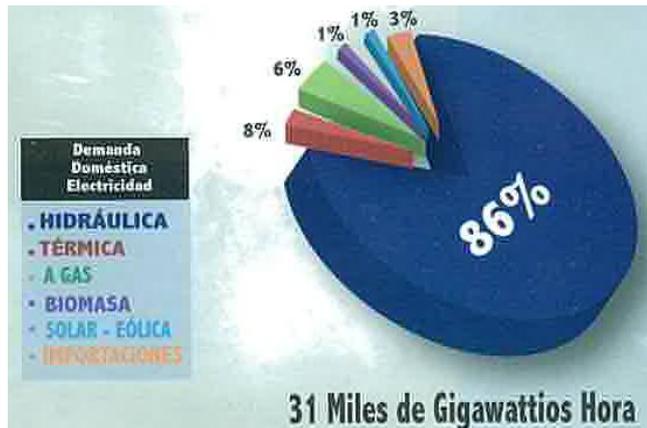


Figura 2. 12 Demanda Doméstica de Electricidad

Fuente: MEER, Matriz Energética al 2020

2.1.4 RECURSOS RENOVABLES DEL ECUADOR

Los recursos energéticos están constituidos por todos los elementos existentes en la naturaleza que tienen la capacidad de producir energía. Se los divide a estos recursos en: renovables, cuando no disminuyen por efecto de su utilización (hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos, biomasa, etc.); y, no renovables, cuando su continuada extracción y uso los agota (petróleo, gas natural, carbón, uranio, etc.). Los recursos renovables tienen un reducido impacto sobre el ambiente, no producen desechos o contaminación (a excepción de la biomasa) como resultado de su uso; en cambio los combustibles fósiles y el uranio contaminan el ambiente.

Por sus condiciones geográficas, la riqueza de sus recursos naturales y la bondad de su pueblo trabajador, el Ecuador es un país que cuenta con un enorme potencial de energías renovables que ameritan un futuro promisorio en el dominio energético y en el desarrollo.

Alexander Von Humboldt decía que “el Ecuador vive como un mendigo sentado en un saco de oro”. Según esta imagen, es como si viviéramos bajo una suerte de síndrome fatal que nos impide usar las grandes riquezas que poseemos en beneficio de nuestro pueblo. Si pasamos

revista a las naciones en el planeta desde un punto de vista energético, en ejercicio de un simple método empírico de estudio por comparación, podremos constatar en forma inmediata que nuestro País goza de una enorme riqueza en recursos naturales.

Entonces, podríamos pensar en que una “parte del oro” al que hacía referencia Humboldt y sobre el cual estamos sentados sin aprovecharlo, son justamente los recursos naturales para el uso de las energías renovables mediante un estilo de vida que implique un uso racional de la energía.

2.1.4.1 Recursos Hídricos

El potencial hídrico estimado, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas es del orden de 15.000 m³/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste, con una capacidad de caudales del 71 y 29%, respectivamente. El área de la Vertiente Oriental corresponde al 53% de la superficie del País.

INECEL, a través del Plan Maestro de Electrificación, realizó un inventario hidroeléctrico, para lo cual se dividió al País en 31 cuencas hidrográficas. Su estudio determinó un potencial lineal teórico de 93.436 MW. La clasificación de las cuencas se realizó en función de su potencial lineal específico.

Las cuencas que poseen un alto interés hidroenergético constituyen el 61,6% del potencial expresado en términos de MW/km, las de mediano interés suman un 21,5%, las de bajo interés, el 14,1%, mientras que las cuencas sin interés alcanzan el 1,8%.⁷ De estas, las cuencas del Napo (dos de cuyos afluentes son el río Coca y el río Verdeyacu) y Santiago (uno de cuyos afluentes es el Zamora), representan el 44% del potencial hidroeléctrico teórico total.

Entre los procesos metodológicos, información y herramientas utilizados

para la evaluación de este recurso, como parte del análisis hidrológico, la determinación de las curvas isoyetas medias anuales constituyó uno de los factores más importantes para el cálculo del potencial lineal teórico y para la obtención de los perfiles energéticos.

En la Figura 2.13 se puede apreciar, a través de las curvas isoyetas, la distribución de las precipitaciones de lluvia en el todo el ámbito territorial del Ecuador.

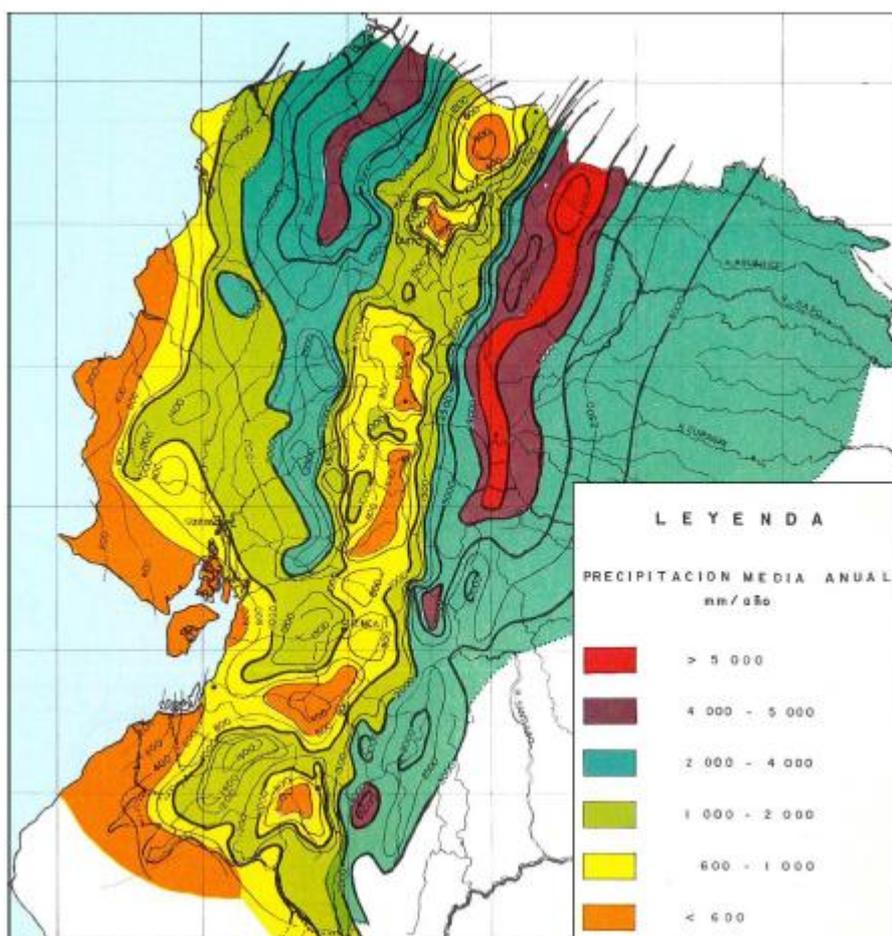


Figura 2. 13 Mapa de Isoyetas del Ecuador

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

Según esta información se puede establecer que la zona más lluviosa es la estribación nororiental de la cordillera central, que alcanza a valores mayores que 5.000 mm/año, como precipitaciones medias anuales. Esta zona corresponde a la cuenca del río Napo principalmente, pero también a las cuencas de los ríos Curaray y Pastaza. Cabe indicarse que algunos de los proyectos hidroeléctricos más importantes para ser desarrollados

están ubicados en la cuenca del río Napo, destacándose el Coca Codo Sinclair (1.500 MW), Salado (600 MW), Verdeyacu Chico (1.120 MW), entre otros.

Tabla 2. 2 Potencial Teórico, Técnico, Económico de las Cuencas Hidrográficas

Cuencas Hidrográficas	Area km2	Potencial teórico MW	Pot. Tec. Aprovechable MW	Pot. Econ. Aprovechable MW
VERTIENTE DEL PACÍFICO				
Mira	6 022	2 887,2	488,5	-
Esmeraldas	21 418	7 530,4	1 878,5	1 194,0
Guayas	32 675	4 204,7	310,7	-
Cañar	2 462	1 338,6	112,2	-
Jubones	4 328	1 122,7	687,7	590,0
Puyango	4 965	960,9	298,7	229,0
Catamayo	11 012	1 085,9	459,6	-
SUBTOTAL 1	82 880	19 130,4	4 235,9	2 013,0
VERTIENTE DEL AMAZONAS				
Napo - Coca	5 641	7 643,5	6 355,0	4 640,0
Napo - Napo	28 987	13 125,0	5 929,5	3 839,0
Pastaza	20 543	11 101,7	1 434,0	1 121,0
Santiago-Namangoza	14 321	11 259,7	5 810,6	4 006,0
Santiago-Zamora	11 806	9 395,5	5 857,6	5 401,0
Mayo	3 720	1 733,9	859,0	500,0
SUBTOTAL 2	83 018	54 259,3	26 245,7	19 507,0
TOTAL	165 898	73 389,7	30 481,6	21 520,0

Fuente: INECEL, Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-2000, 1989.

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

Se pueden precisar cinco conclusiones del estudio de la complementariedad hidrológica en nuestro País:

1. La preponderancia del potencial energético amazónico sobre aquel del Pacífico (9 a 1).
2. Por efecto de esta preponderancia se ha de concluir en que a medida que se vayan desarrollando los proyectos hidroeléctricos es poco probable que se pueda lograr una oferta hidroeléctrica balanceada entre las dos vertientes.
3. En vistas a lograr el mejor balance hidroenergético es muy importante el máximo desarrollo del potencial de la vertiente del Pacífico, particularmente, el de la cuenca del Río Esmeraldas.
4. Se constata que aún desarrollando proyectos complementarios en forma óptima, existe un período que va de octubre a diciembre, en el cual la pluviosidad para ambas vertientes es sumamente baja.
5. La necesidad de contar con una oferta hidroenergética balanceada implica ineludiblemente el uso de otras fuentes de energía renovable,

entre las que pueden estar la geotérmica, la eólica, la biomasa, la mareomotriz, solar térmica, fotovoltaica e incluso la termoelectricidad de combustibles fósiles eficiente.

2.1.4.2 Recursos Eólicos

Las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos. Sin embargo, en el Ecuador existen zonas de alto interés eólico por efecto de la presencia de Los Andes y de la cercanía al Océano Pacífico.

Cuando de dimensionar los sistemas eólicos se trata, diversos parámetros relativos al viento son fundamentales, como por ejemplo la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma para los sitios que presentan condiciones favorables. Contrariamente al recurso solar que en general no presenta grandes variaciones de radiación y brillo, el viento varía en forma drástica y aleatoria.

La potencia que se puede obtener de un aerogenerador (molino de viento) es proporcional al cubo de la velocidad de éste. Los sitios que presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento con fines de producción de energía eléctrica se encuentran especialmente en las crestas de las montañas andinas y, en emplazamientos cerca de la costa y costa-afuera de las playas ecuatorianas, éstos últimos por efecto de la acción de las brisas marinas. En la región amazónica no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para usos de bombeo de agua. En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, se han encontrado varios sitios de alto potencial eólico para la generación de electricidad.

Las velocidades de viento no tan altas en la Amazonía nos harían pensar que este recurso no es tan adecuado para explotación de energía eléctrica, sino más bien para bombeo mediante multipalas. Por el contrario, los sitios de la región andina y aquellos cercanos a las costas

son muy a tomar en cuenta.

Tabla 2. 3 Localidades con posible interés para generación de electricidad con energía eólica

Provincia	Localidad
Carchi	El Ángel
Imbabura	Salinas
Pichincha	Machachi, Makchingui, Páramo Grande
Cotopaxi	Minitrac, Tigua
Chimborazo	Chimborazo, Tixán, Altar
Bolívar	Salinas, Simiatug
Azuay	Huascachaca
Loja	Saraguro, El Tablón, Manú
	Villonaco, Membrillo,
	Chinchas
Galápagos	San Cristóbal

(Fuente: INECEL, INE)

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

2.1.4.3 Recursos Solares

Las regiones con mayor incidencia de radiación solar en la superficie de la tierra están entre las latitudes de 20° y 30° norte y 20° y 30° sur. Éstas son zonas en las que existen condiciones atmosféricas particulares como son el aire seco descendiente, pocas nubes, bajo nivel de lluvias al año, etc. Algunos de los desiertos más importantes del mundo están situados en estas zonas, cuyo flujo solar promedio es aproximado al 90% del máximo posible.

El Ecuador por estar situado sobre la línea ecuatorial tiene un potencial solar que sin ser el mejor del planeta, se sitúa en niveles muy importantes. En efecto, según los mapas de isohelias elaborados por el Instituto Nacional de Energía, en el Ecuador continental y Galápagos existen zonas con un potencial de cerca de 2.000 kWh/m² al año. En el archipiélago de Galápagos por ejemplo, se han encontrado promisorios recursos solares con 6, 7 y 8 horas diarias de brillo para los meses que van de diciembre a junio. El brillo solar anual entre 1990 y 1994 para la estación Charles Darwin varió entre 1.625 y 1.732 horas.

Los datos de radiación solar en Ecuador presentan homogeneidad de los

valores a lo largo del año, así por ejemplo, en el observatorio del Coca en la Amazonía, los valores diarios oscilan entre los 3,35 kWh/m² en el mes de mayo y los 4,33 kWh/m² de septiembre.

Los paneles solares fotovoltaicos son parte actualmente de una tendencia rápida de expansión en su uso, por efecto de la facilidad de la instalación y la sencillez del mantenimiento.

Se estima que en el País se han instalado aproximadamente 2.000 sistemas fotovoltaicos, la mayoría en la Región Amazónica. En los últimos años, utilizando recursos del FERUM se han instalado aproximadamente 450 sistemas fotovoltaicos unifamiliares, principalmente en las provincias de Sucumbíos, Loja y Zamora Chinchipe.

El País aún no cuenta con un atlas de energía solar como sería deseable.

2.1.4.4 Recursos Geotérmicos

El carácter vulcanológico del País por efecto del choque entre la placa Nazca y la Continental hace que se disponga de un gran potencial geotérmico. El choque de las citadas placas se da a una velocidad media de entre 6 y 20 cm por año, y a una profundidad media de 100 km, siendo éste el origen del carácter volcánico de la cordillera de Los Andes. Este fenómeno se evidencia por la gran cantidad de fuentes termales presentes en la superficie del territorio ecuatoriano (alrededor de 180).

PROYECTOS GEOTÉRMICOS Y PRINCIPALES ZONAS GEOTÉRMICAS

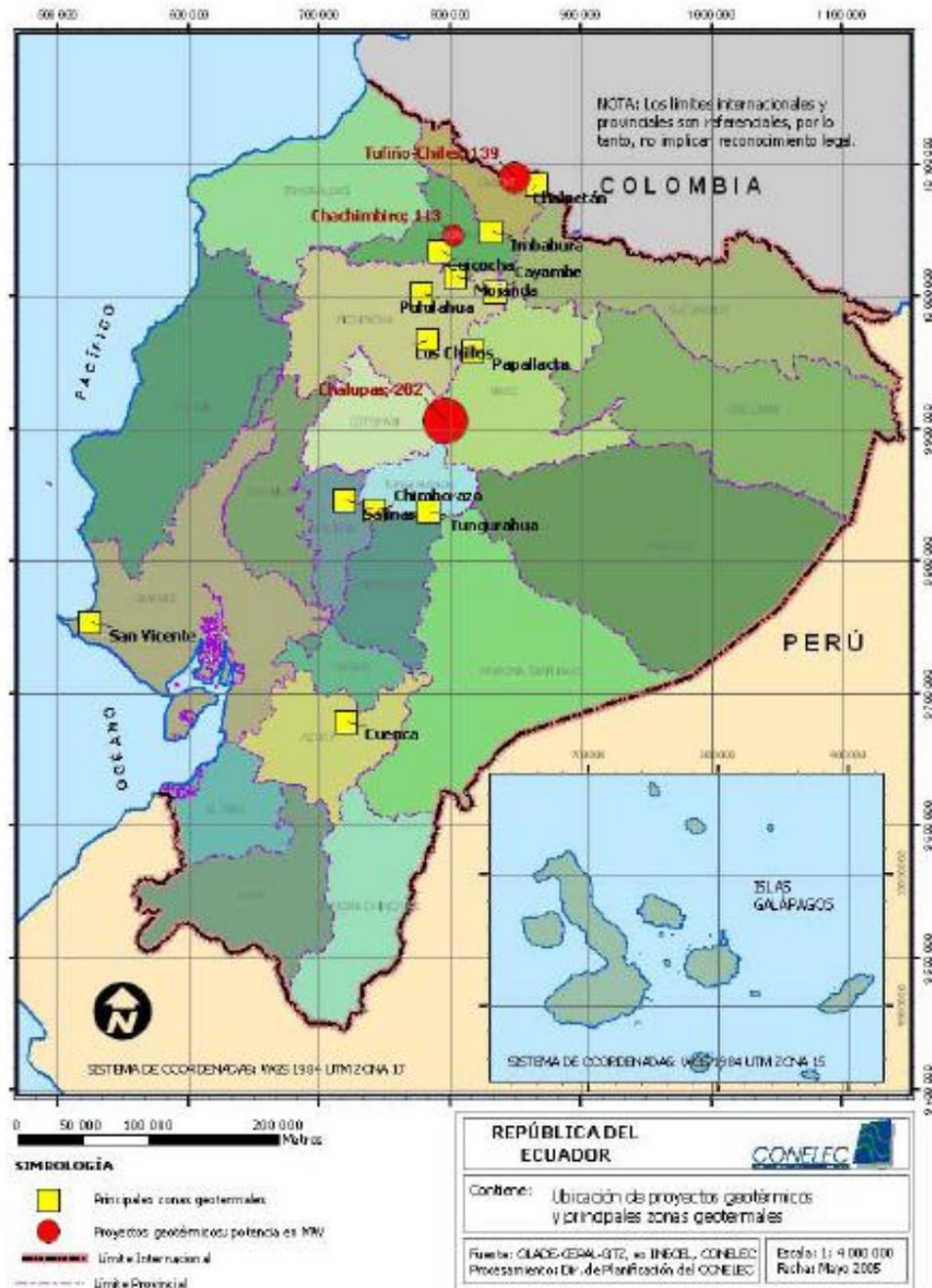


Figura 2. 14 Proyectos Geotérmicos y Principales Zonas Geotérmicas

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

Los estudios geotérmicos realizados en el Ecuador han identificado 17 aprovechamientos geotérmicos con fines de producción de energía eléctrica, industrial y agrícola. De entre ellos, 4 son de baja entalpía y los 13 restantes de alta y/o baja se encuentran en diferente fase de estudio.

Estudios llevados a cabo por INECEL en Tufiño, Chachimbiro y Chalupas han permitido cuantificar una potencia instalable de 534 MW para estos tres sitios.

En la Figura 2.14 se presenta la ubicación de los tres proyectos geotérmicos y de las principales zonas geotermiales en el Ecuador. Las características principales se presentan en la Tabla 2.4.

Tabla 2. 4 Características principales de los proyectos geotérmicos en el Ecuador

PROYECTOS GEOTÉRMICOS Y PRINCIPALES ZONAS GEOTERMALES					
Fuente: Estudios de INECEL/ OLADE/ CEPAL/ GTZ/ CONELEC/ Estudios de Manlio F. Coviello (2000) y E. Aguilera (2001)					
Procesamiento: Dirección de Planificación del CONELEC (Junio 2005)					
PRINCIPALES PROYECTOS CON POTENCIAL GEOTÉRMICO PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA					
ÁREA GEOTÉRMICA	UNIDAD	TUFIÑO	CHACHIMBIRO	CHALUPAS	TOTAL
Superficie total (*1)	km ²	38,29	17,28	62,83	118,4
Área aprovechable	km ²	4,40	3,20	12,90	20,50
Profundidad media del reservorio	m	1750	1750	1900	
Espesor promedio	m	500	500	400	
Temperatura media anual	°C	9,00	14,00	7,00	
Fuentes termales principales (*2)	°C	53,0	46,0	37,0	
Temperatura máxima estimada (*3)	°C	250	350	300	
Temperatura media estimada (*3)	°C	207	239	205	
Recurso Geotérmico accesible	J	1,09E+19	5,33E+18	1,40E+19	3,02E+19
Recurso geotérmico económico	J	8,15E+17	3,99E+17	1,07E+18	2,28E+18
Reserva geotérmica	J	1,34E+17	6,55E+16	1,55E+17	3,55E+17
Factor de conversión a electricidad	%	0,240	0,250	0,240	
Energía primaria	kWh/año	8,93E+09	4,55E+08	1,03E+10	1,97E+10
Productividad específica	kWh/km ²	2,33E+08	2,63E+08	1,64E+08	
POTENCIA INSTALABLE	MW	139	113	282	534
Notas: *1 Referido únicamente al nivel del reservorio. Se excluyen las reservas del basamento, profundidad de 3000 m *2 Se refiere a la mayor temperatura medida en las fuentes termales *3 Temperaturas estimadas a partir del modelo geotérmico					
PRINCIPALES ZONAS GEOTÉRMICAS DE INTERÉS ENERGÉTICO					
ZONA GEOTÉRMICA	PROVINCIA	CARACTERIZACIÓN			
Tufiño	Carchi	Recurso de alta y baja temperatura			
Chalpetán	Carchi	Recurso de alta y/o baja temperatura			
Isoce	Carchi	Recurso de alta y/o baja temperatura			
Chachimbiro	Imbabura	Recurso de alta y baja temperatura			
Cukocha	Imbabura	Recurso de alta y baja temperatura			
Imbabura	Imbabura	Recurso de alta y/o baja temperatura			
Cayambe	Pichincha	Recurso de alta y/o baja temperatura			
Mojanda	Pichincha	Recurso de alta y baja temperatura			
Pululahua	Pichincha	Recurso de alta y baja temperatura			
Valle de los Chillos	Pichincha	Recurso de media y/o baja temperatura			
Papallacta	Napo	Recurso de alta y baja temperatura			
Chalupas	Napo/Cotopaxi	Recurso de alta y baja temperatura			
Tunurahua	Tunurahua	Recurso de baja temperatura			
Chimborazo	Chimborazo	Recurso de media y/o baja temperatura			
Salinas	Bolívar	Recurso de baja temperatura			
San Vicente	Guayas	Recurso de baja temperatura			
Cuenca	Azuay	Recurso de media y/o baja temperatura			

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

2.1.4.5 Recursos de Biomasa

El potencial de biomasa en el Ecuador es de gran importancia, siendo que ya que es un país tradicionalmente agrícola y ganadero, cuyas actividades generan gran cantidad de desechos que pueden ser aprovechados

energéticamente.

Dentro del balance energético 2003 del Ecuador, la biomasa (6,73%) bajo la forma de leña y bagazo, ocupa un lugar importante en la energía primaria, es decir, casi tan importante como la hidroenergía (7,17%). Ciertamente que su potencial va más allá de ese límite por cuanto no se han tomado en cuenta otros recursos, es por ello que se puede plantear varias líneas de acción a más de la leña y el bagazo.

Tabla 2. 5 Resumen de Soluciones Energéticas con Recursos Renovables

Fuente del recurso renovable	Aplicación	Sector
Energía solar fotovoltaica	Paneles solares generadores de electricidad para bombeo, telecomunicaciones, control, iluminación, iluminación pública, refrigeración. De baja y alta potencia.	Rural y urbano. Se debe en cada caso específico hacer un estudio de factibilidad y eficiencia.
Energía solar térmica	De baja temperatura (<80°). Secado indirecto, desalinización de agua y calentamiento de agua. De alta temperatura (>80°). Se usan mediante concentradores para generación eléctrica (motores stirling) y calentamiento de agua de uso industrial. Climatización en vivienda y edificaciones.	Rural y urbano. Con aplicaciones específicas para cada caso.
Biomasa	Tratamiento de desechos sólidos urbanos con fines energéticos. Tratamiento de desechos de animal. Biodigestores. Pirolisis de la madera. Hornos mejorados para producción de carbón vegetal. Fogón mejorado para cocina doméstica. Ladrilleras.	Rural y urbano.
Hidroelectricidad	Promoción y desarrollo de grandes (>50 MW) y medianas centrales (5-50 MW) de generación hidroeléctrica, así como de pequeñas centrales (500-5000 kW), minicentrales (50-500 kW) y microcentrales (5-50 kW) y picocentrales (<5 kW).	Nacional y rural.
Geotermia	Ejecución de estudios y construcción de los tres grandes proyectos que suman 534 MW y estudios de las 17 zonas geotermiales de interés.	Nacional.
Eólica	Aerogeneradores (molinos de viento) a velocidades altas (>5 m/s) con fines de producción de energía eléctrica de baja, media y alta potencia. Aerogeneradores (molinos de viento) a bajas velocidades para bombear agua (>2 m/s).	Nacional y rural.
Mareomotriz	Producción de energía eléctrica utilizando la energía de las olas y el desnivel del nivel del mar producido por las mareas. Hay potencial en el país y existen en el mundo aprovechamientos de hasta 2.000 MW	Nacional y local (sitios cercanos a la costa)
Eficiencia energética	Programas de ahorro energético a nivel residencial, productivo y de servicios y, del sector público.	Rural y urbano.

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

En lo que se refiere al tratamiento de desechos sólidos urbanos con fines energéticos, su potencial no se ha logrado determinar en cuanto no se ha hecho evaluación alguna. Aquí sería importante realizar un estudio sobre la capacidad de la energía obtenida a partir de la incineración de residuos

sólidos urbanos, en el que se determinen las cantidades, características y modo de selección de los desechos a ser tratados.

La energía obtenida a partir de la madera constituye otra gran línea de acción. El principal objetivo de cualquier programa que trate la madera debe ser el lograr un consumo eficiente y racional de este recurso. Visto el importante uso de la leña en el sector rural, con el empleo de cocinas eficientes se lograría reducir ese consumo por lo menos a la mitad, contribuyendo a menguar la tala de bosques.

2.1.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN ELECTRICOS

2.1.5.1 Situación Actual

Una vez revisada la importancia de las fuentes de energía renovable disponibles en el País, se torna necesario para establecer las tendencias de las capacidades y tipos de generación que se han incorporado en el sistema eléctrico ecuatoriano en los últimos años. A continuación se describen de manera resumida los proyectos que se han incorporado a partir del año 2000.

2.1.5.2 Proyectos de Generación Eléctrica en Construcción

MAZAR. Hidropaute S.A., como concesionaria del proyecto hidroeléctrico Paute - Mazar, debe poner a funcionar la planta de 190 MW que podrá producir una energía media de aproximadamente 871 GWh/año¹⁵; pero adicionalmente, con su embalse de trescientos diez millones de m³ de volumen útil, afirmará la generación en la Central Paute – Molino, de 1075 MW, ubicada aguas abajo; y, retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central.

ANGAMARCA. La empresa Produastro C.A., firmó en enero de 2007, el contrato para la construcción de la central hidroeléctrica Angamarca, con 75 MW de potencia. Se instalarían 3 turbinas tipo Pelton. De acuerdo al

cronograma contractual, debe iniciar sus operaciones en abril de 2011. Al momento se están construyendo las obras preliminares del proyecto: campamento y mejoramiento de las vías de acceso a las obras.

2.1.5.3 Proyectos de Generación Eléctrica en Elaboración

SOPLADORA. Hidropaute S.A. firmó en el mes de abril de 2007, con el CONELEC, un contrato para la instalación de la central hidroeléctrica Sopladora, de 312,6 MW de capacidad (3 turbinas tipo Pelton), que estaría ubicada aguas abajo de la mayor generadora del País (Paute Molino). El inicio de la construcción de las obras civiles está previsto para el mes de enero de 2009, y la operación comercial según el contrato está prevista para el mes de octubre de 2011. Al momento se está realizando el concurso para la ejecución de los diseños definitivos del proyecto que permitirían definir el mejor incremento de potencia con valores entre 400 y 580 MW.

En la Tabla 2.6 se presenta un resumen con los proyectos de generación eléctrica que presentan las mejores condiciones para ser desarrollados, como resultado de los estudios de planificación realizados.

Tabla 2. 6 Proyectos de Generación Eléctrica que presentan las mejores condiciones de ser desarrollados

PROYECTO	EMPRESA / INSTITUCIÓN	POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]	FECHA ESTIMADA OPERACIÓN	TIPO
Coca Codo Sinclair	Interés de Estado Ecuatoriano a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	1.500.00	U1: Ago. / 2013 U2: Sep. / 2013 U3: Nov. / 2013 U4: Dic. / 2013 U5: Feb. / 2014 U6: Mar. / 2014 U7: May. / 2014 U8: Jun. / 2014	Hidroeléctrico
Minas	Interés del Gob. Prov. Azuay y Gob. Prov. Aut. El Oro	300.00	U1: Jul. / 2012 U2: Sep. / 2012 U3: Dic. / 2012	Hidroeléctrico
Chespi	Interés del Gob. Prov. De Pichincha	167.00	U1: Sep. / 2012 U2: Nov. / 2012	Hidroeléctrico
La Unión	Interés del Gob. Prov. Azuay y Gob. Prov. Aut. El Oro	80.00	U1: Jun. / 2011 U2: Ago. / 2011	Hidroeléctrico

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

Tabla 2. 7 Proyectos de Generación Eléctrica que poseen de concesión o permiso

PROYECTO	EMPRESA / INSTITUCIÓN	POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]	FECHA ESTIMADA OPERACIÓN COMERCIAL	TIPO
PROYECTOS CON CERTIFICADO DE CONCESIÓN O PERMISO OTORGADO POR EL CONELEC				
Abitagua	Pemaf Cía. Ltda.	177,00	Ene. / 2012	Hidroeléctrico
Baba (En construcción)	Hidrolitoral S.A.	42,00	Oct. / 2009	Hidroeléctrico (Multipropósito)
Hidrogen	Hidrogen S.A.	31,40	Feb. / 2011	Hidroeléctrico
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	30,00	Oct. / 2011	Hidroeléctrico
Angamarca Sinde	Hidronación S.A.	29,00	Sep. / 2011	Hidroeléctrico
Fátima	Hidrosur S.A.	20,00	Jul. / 2010	Hidroeléctrico
Río Luis	Energyhdine S.A.	15,50	Jul. / 2010	Hidroeléctrico
Jondaachi	Erdesu S.A.	12,00	Feb. / 2010	Hidroeléctrico
Palmira	Hidronanegal S.A.	10,00	Jul. / 2010	Hidroeléctrico
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	10,00	Oct. / 2010	Hidroeléctrico
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas	7,50	Abr. / 2010	Hidroeléctrico
TOTAL		384,40		

Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2007-2016

– Plan Maestro de Electrificación

Habiendo transcurrido casi una década de vigencia del modelo que fue implementado por la desregulación y las políticas neoliberales en el sector eléctrico, a raíz de la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico en octubre de 1996, la falta de oferta energética originada por una sequía de inversiones en generación, sumada a los graves problemas en la gestión administrativa, financiera y técnica de las empresas distribuidoras, han configurado un “círculo vicioso”, caracterizado por altos precios de la energía, tarifas que no cubren los costos, deudas que no se pagan, inversiones que no se realizan y elevados subsidios por parte del Estado.

La necesidad de un cambio radical de rumbo en las políticas del sector se impone para evitar el colapso de la industria eléctrica. La creación de nueva oferta energética en base a energías renovables, cambios profundos en la distribución, realización de un plan emergente de ahorro y eficiencia energética y penetración masiva de energías renovables en

sectores rurales, exigen el retorno del protagonismo del Estado. Todo esto no puede ser concebido con el modelo neoliberal de los últimos diez años. En este aspecto fundamental del Plan Maestro se establece la sintonía con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2010.

Posteriormente, se elaboró el Plan de Expansión de Generación Termoeléctrica 2007-2016, documento a través del cual, sobre la base de estudios eléctricos y energéticos, se definieron las necesidades de generación termoeléctrica para el corto y mediano plazo, y se establecieron conceptos generales a ser considerados para la expansión de la generación.

Los lineamientos que constan en los documentos antes citados, constituyen la base del Plan Maestro de Electrificación 2007-2016 que se pone a consideración del País para su discusión, y que persigue los siguientes objetivos:

1. Garantizar el abastecimiento mediante el desarrollo de la infraestructura en generación que resulte conveniente para los intereses nacionales.
2. Fortalecer la red de transmisión y adaptarla a las actuales y futuras condiciones de la oferta y la demanda de electricidad.
3. Desarrollar las energías renovables como única alternativa energética sostenible en el largo plazo.
4. Mejorar la situación administrativa, técnica y económica de las empresas de distribución.
5. Lograr la recuperación financiera del sector eléctrico.
6. Establecer las condiciones para un desarrollo de los proyectos de infraestructura, en armonía con el cuidado ambiental y el respeto a la comunidad.
7. Promover el uso racional de la energía a través de programas de ahorro y eficiencia energética.
8. Empezar un programa de energización rural, para el acceso a la energía por parte de los sectores rurales y urbano-marginales que carecen de este servicio básico.

2.1.5.4 Plan de Pequeñas y Micro centrales Hidroeléctricas

Las energías renovables representan la alternativa para el suministro de energía eléctrica al país en condiciones de sustentabilidad, por lo que constituyen la base del Plan Maestro de Electrificación. Adicionalmente dadas las condiciones de cobertura y satisfacción de la demanda que se tienen en la actualidad, presentan un estrecho vínculo con la electrificación y energización rural.

La normatividad vigente incentiva y financia con recursos del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM, los proyectos de generación que sean exclusivos para áreas urbano-marginales y rurales, en especial aquellos que aprovechen los recursos energéticos renovables.

Por otra parte, existen señales regulatorias que proporcionan ciertos incentivos para el desarrollo de este tipo de soluciones. El CONELEC emitió la Regulación No. CONELEC – 009/06 que establece nuevos precios para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (ERNC), y ratifica las condiciones de un despacho preferente para este tipo de generación, hasta un límite equivalente al 2% de la capacidad instalada en el MEM e incluye a los sistemas de generación hidroeléctricos de hasta 10 MW.

El Plan Maestro de Electrificación ha considerado también este tipo de proyectos, pues si bien el abastecimiento de energía para el país en el mediano y largo plazo se va a respaldar fundamentalmente en generación hidroeléctrica, es necesario que en forma paralela se incentive el uso de las ERNC, por los beneficios que representa para el cuidado y preservación ambiental, a más de otros beneficios entre los que se pueden citar:

- Producción descentralizada;
- Seguridad energética con recursos locales;
- Desarrollo de capacidades locales con un importante aporte de

productores nacionales;

- Cero o muy bajo consumo de combustibles fósiles;
- Períodos de implementación bajos lo cual implica beneficios más rápidos;
- Costos de operación y mantenimiento bajos;
- Compatibilidad con otras formas de generación;
- Flexibilidad;
- Impacto ambiental bajo;
- Impacto socio-económico positivo muy alto; y,
- Posibilidad de ingresar al Mercado de Desarrollo Limpio.

Aparte del sector privado a quien el gobierno anterior confió el desarrollo de la generación eléctrica en el país, con resultados muy pobres por diversas razones (fundamentalmente falta de seguridad jurídica y política); esta responsabilidad recae también en el gobierno central y en los seccionales conforme lo disponen: el artículo 68 de la “LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO” que dice “El CONELEC impulsará e instalará en todo el territorio nacional mini centrales eléctricas, para utilizar los variados recursos hídricos que tiene el Ecuador. Las mini centrales generarán electricidad hasta un límite de 10.0 Mw” y el literal c) del artículo 10 de la “LEY ESPECIAL DE DESCENTRALIZACIÓN DEL ESTADO Y DE PARTICIPACIÓN SOCIAL” que dice: “Los Consejos Provinciales conjuntamente con las empresas eléctricas promoverán el desarrollo de proyectos hidroeléctricos”.

2.1.6 MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2.1.6.1 Características Generales

La superficie terrestre está cubierta en un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación que procede de las fusiones nucleares que se producen en el sol calienta la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos, provocando la evaporación del agua. El aire caliente

transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a distintos puntos del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia y nieve. Una parte de la energía solar permanece almacenada en el agua de los ríos, los lagos y los glaciares.

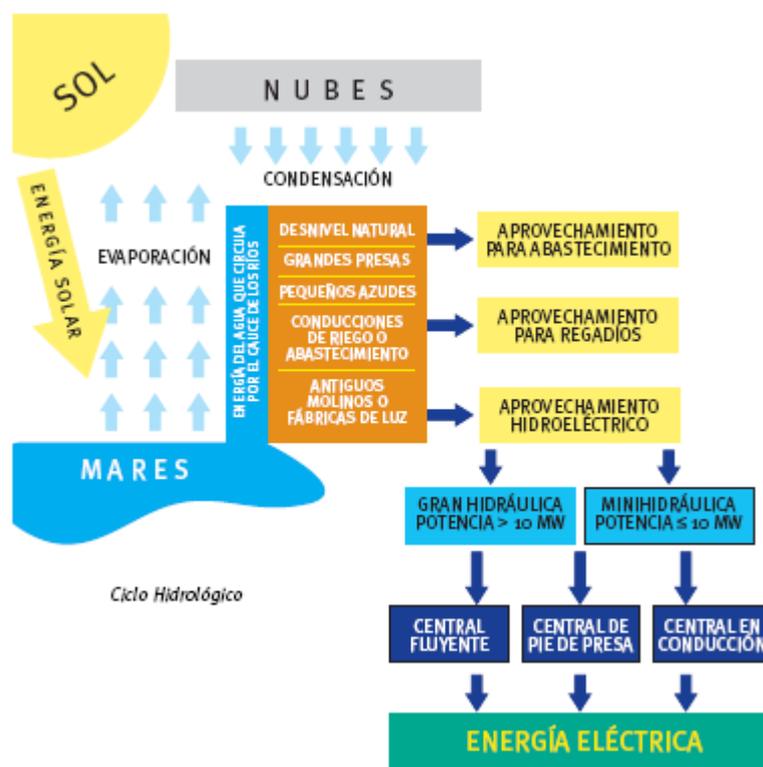


Figura 2. 15 Ciclo de Generación Hidroeléctrica

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Mini centrales Hidroeléctricas

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

Aunque no hay consenso a nivel europeo respecto a la potencia máxima instalada que puede tener una central para ser calificada como minicentral hidroeléctrica, aquí se considera como tal a las que no sobrepasen los 10 MW, que es el límite aceptado por la Comisión Europea, la UNIPED (Unión de Productores de Electricidad), y por lo menos seis de los países

miembros de la Europa de los 15. Hay países, sin embargo, en los que el límite puede ser tan bajo como 1,5 MW, mientras que en otros como China o los países de América Latina, el límite llega a los 30 MW.

La potencia instalada no constituye el criterio básico para diferenciar una minicentral de una central hidroeléctrica convencional. Una minicentral no es una central convencional a escala reducida. Una turbina de unos cientos de kilovatios tiene un diseño completamente distinto del de otra de unos cientos de megavatios. Desde el punto de vista de obra civil, una minicentral obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales alimentadas por enormes embalses.

2.1.6.2 Tipo de Minicentrales Hidroelécticas

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas las minicentrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas. Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se realiza la siguiente clasificación general:

- Central de Agua Fluyente

Es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río.

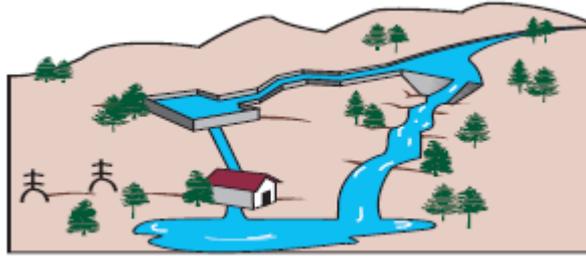


Figura 2. 16 Central de Agua Fluvente

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Mini centrales Hidroeléctricas

- *Central de Pie de Presa*

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.

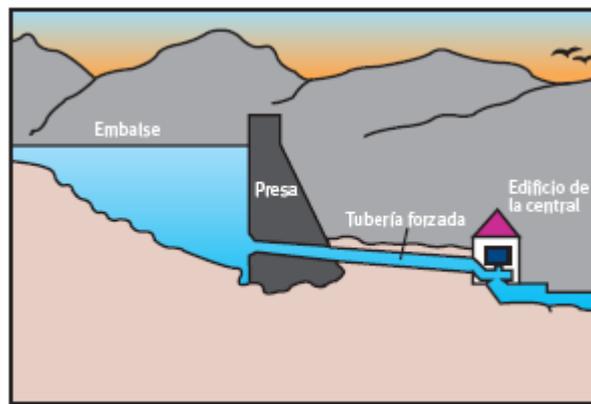


Figura 2. 17 Central de Pie de presa

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Mini centrales Hidroeléctricas

- Central Hidroeléctrica en Central de Riego

Se distinguen dos tipo de centrales dentro de este grupo:

- Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal. Mediante la

instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal.

- Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

2.1.6.3 Equipamiento Tradicional

En general la minicentrales hidroeléctricas se componen de obras civiles, equipo electromecánico y redes de transmisión y distribución. La Figura 2.18 muestra las principales partes de un minicentral.

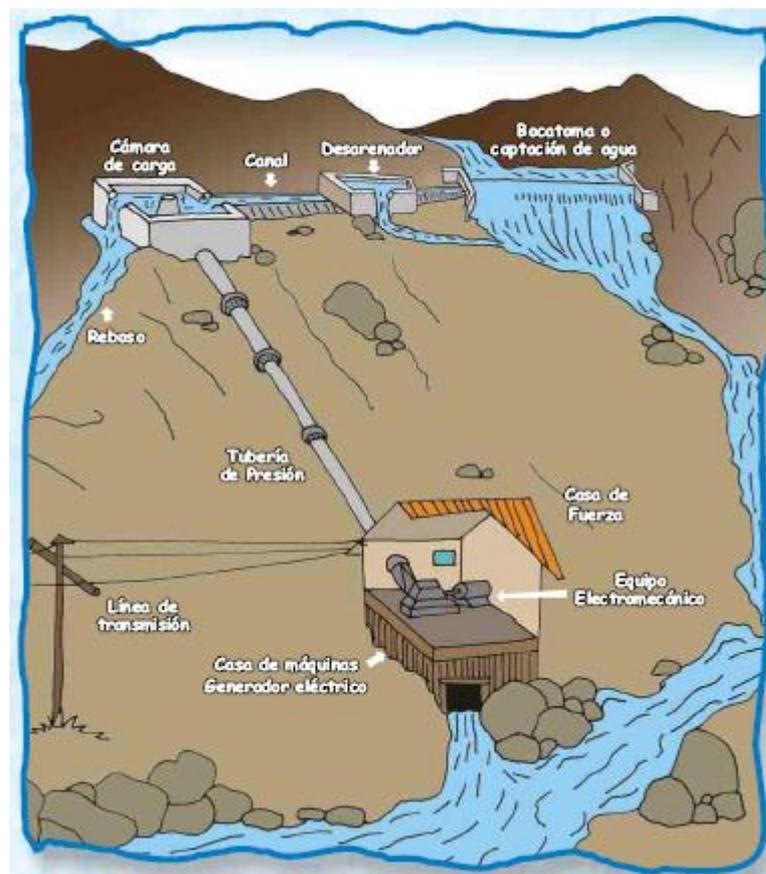


Figura 2. 18 Componentes de una Central Hidroeléctrica
Fuente: Graciela Prado, Estudio de Scaling Up en Micro Centrales Hidroeléctricas

Equipo Electromecánico

Se denomina así, a todos los equipos que se encuentren dentro de la casa de máquinas: turbina, generador, regulador, tablero de control y otros.

Las turbinas son máquinas que transforman la energía del agua en energía mecánica, y de estas las de uso convencional son:

Turbina Pelton: Para grandes alturas o caídas por encima de 30 metros y pequeños caudales de agua

Turbina Michel Banki: Se emplea en alturas medianas (entre 20 y 40 metros) y caudales de agua medianos. Por su bajo costo es muy utilizada en minicentrales hidroeléctricas.

Turbina Francis: Para alturas pequeñas y medianas (entre 10 y 40 metros) y caudales de agua medianos.

Turbina Axial o de Hélice: para bajas caídas, 3 a 10 metros y caudales de agua medianos.

2.1.6.4 Equipamiento Alternativo

Cuando se discute la situación energética en países en desarrollo y especialmente en las áreas rurales de estos, es de reconocimiento general que las pequeñas centrales hidráulicas juegan un importante rol en el desarrollo de las mismas. Sin embargo, el costo de inversión inicial de las pequeñas centrales hidroenergéticas es considerado relativamente alto y esto ha restringido, en algunos países más que en otros, de manera considerable el desarrollo de estas potenciales energías renovables. El uso de Bombas Centrífugas Standard como Turbinas puede ofrecer, y desde ya lo están haciendo, una alternativa técnica y con una considerable ventaja económica y por lo tanto, debe contribuir a una amplia aplicación en pequeñas centrales hidráulicas.

La principal diferencia entre una BUTUs y una turbina convencional radica en que las BUTUs carecen de un dispositivo de control hidráulico

(Predistribuidor y Distribuidor). Esta carencia, que ayuda a explicar el bajo costo de las BUTUs, significa que las mismas necesitan condiciones de operación constantes. Estas condiciones pueden ser provistas considerando que, para el caso de las variaciones de la carga, estas se pueden enfrentar por medio de un control electrónico de carga; las variaciones estacionales de caudal se las contempla operando varias máquinas en paralelo, o bien operando una sola máquina a toda capacidad intermitentemente con ciclos de corta duración.

Las máquinas rotantes que manejan fluido son totalmente reversibles, por lo tanto una bomba puede efectivamente trabajar como tal o como turbina. Sin embargo el rendimiento o performance no son lo mismo, aunque el análisis teórico para un escurrimiento ideal predice lo contrario. Sin excepción alguna, la altura y caudal en su punto óptimo en el modo turbina es mayor que en el modo bomba; la principal razón de esta diferencia esta relacionada con las perdidas hidráulicas de la máquina.

2.2 MARCO TEÓRICO

2.2.1 BOMBAS CENTRÍFUGAS

2.2.1.1 Funcionamiento y Características

Las bombas centrífugas, denominadas también rotativas, tienen un rotor de paletas giratorio sumergido en el líquido. El líquido entra en la bomba cerca del eje rotor, y las paletas lo arrastran hacia sus extremos a alta presión. El rotor también proporciona al líquido una velocidad relativamente alta que puede transformarse en presión en una parte estacionaria de la bomba, conocida como difusor.

Los elementos principales de toda bomba centrífuga son:

Un elemento estático conformado por chumaceras, estopero y cubierta.

Un elemento dinámico-giratorio conformado por un impulsor y una flecha

2.2.1.2 Tipos y Aplicaciones

Bombas Verticales

En este tipo de bomba tiene un eje vertical y el motor por lo general está encima de la bomba. Esto permite que la bomba trabaje siempre rodeada por el líquido a bombear. Estas bombas no deben quedar cebadas antes de su puesta en marcha.



Figura 2. 19 Bomba Vertical

Bombas Horizontales

El eje de la bomba y el motor están a la misma altura. La bomba no trabaja en seco ya que necesita el líquido bombeado como lubricante entre anillos rozantes y rodete, y entre empaquetadura y rodete.



Figura 2. 20 Bomba Horizontal

Ventajas de las bombas centrífugas Horizontales

- Son de construcción más barata que las verticales.
- Su mantenimiento y conservación es mucho más sencillo y económico.
- El desmontaje de la bomba se lo puede hacer sin necesidad de mover el motor.
- No hay que tocar las instalaciones de aspiración e impulsión.
- Fácil de instalar.

Campos de Aplicación de las Bombas Centrífugas

Las bombas centrífugas son las más aplicadas en la industria, entre las que destacan:

- Industria alimenticia: Saborizantes, aceites, grasas, pasta de tomate, cremas, vegetales trozados, mermelada, mayonesa, chocolate, levadura, etc.
- Industria de Cosméticos: Cremas y lociones, tintes y alcoholes, aceites, etc.
- Industria farmacéutica: Pastas, jarabes, extractos, emulsiones, etc.
- Industria de Bebidas: Leche, cerveza, aguardientes, concentrados de fruta, jugos, etc.
- Otros Químicos: Solventes, combustibles, lubricantes, jabones, detergentes pinturas, gases licuados, etc.

En aplicaciones de inversión de funcionamiento, las bombas centrífugas han sido las más aplicables. Entre ellas las bombas de eje horizontal.

2.2.2 MOTORES

2.2.2.1 Funcionamiento y Características

Un motor eléctrico es una máquina eléctrica que transforma energía eléctrica en energía mecánica por medio de interacciones electromagnéticas. Algunos de los motores eléctricos son reversibles, es decir, pueden transformar energía mecánica en energía eléctrica

funcionando como generadores. Los motores eléctricos de tracción usados en locomotoras realizan a menudo ambas tareas, si se los equipa con frenos regenerativos.

Los motores de corriente alterna y los motores de corriente continua se basan en el mismo principio de funcionamiento, el cuál establece que si un conductor por el cual circula una corriente eléctrica se encuentra dentro de la acción de un campo magnético, éste tiende a desplazarse perpendicularmente a las líneas de acción del campo magnético.



Figura 2. 21 Motor de Inducción

El conductor tiende a funcionar como un electroimán debido a la corriente eléctrica que circula por el mismo adquiriendo de esta manera propiedades magnéticas, que provocan, debido a la interacción con los polos ubicados en el estator, el movimiento circular que se observa en el rotor del motor.

Partiendo del hecho de que cuando pasa corriente eléctrica por un conductor se produce un campo magnético, además si lo ponemos dentro de la acción de un campo magnético potente, el producto de la interacción de ambos campos magnéticos hace que el conductor tienda a desplazarse produciendo así la energía mecánica. Dicha energía es comunicada al exterior mediante un dispositivo llamado flecha.

2.2.3 GENERADORES

2.2.3.1 Funcionamiento y Características

Los generadores eléctricos cumplen la función de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de los puntos. A cada uno de los puntos se los denomina polos o bien terminales. Cabe mencionar que en electrónica (o electrotecnia, más específicamente) se denomina polaridad a la cualidad que posibilita realizar una distinción entre cada uno de los puntos terminales de una pila, batería o cualquier otra máquina que funcione de manera eléctrica con una corriente continua.

2.2.3.2 Tipos

Los generadores eléctricos como dispositivos de transformación de energía se dividen en dos grupos importantes. Por un lado, tenemos a los dispositivos de índole primario y, por el otro, los que son de origen secundario. En el primer caso, se trata de aquellos que pueden convertir en energía eléctrica toda esa energía que se corresponde con otra naturaleza que reciben o las cuales tienen ya de por sí en su constitución en primer lugar. En el segundo caso, estamos hablando de aquellos que entregan una parte de la energía que recibieron anteriormente.

2.2.4 REGULACIÓN

2.2.4.1 Generalidades

El funcionamiento del regulador consistirá en detectar el voltaje suministrado por el alternador de manera que cuando llegue a un valor mantenga ese voltaje sin que aumente más.

Una vez que el regulador detecta que se alcanza un voltaje adecuado, se encarga de cortar la corriente (excitación) que pasa por el rotor anulando de esta forma el campo magnético, con lo que el alternador deja de generar corriente, descendiendo el voltaje. En cuanto el voltaje desciende

el regulador vuelve a dejar pasar corriente para generar el campo magnético. Y así continuamente.

Así pues el regulador se conecta a las escobillas + y - del rotor, bien directamente o bien por medio de cables, para poder decidir sobre la corriente que circulará por el inductor.

CAPITULO 3

CONVERSIÓN DE BOMBAS CENTRÍFUGAS A TURBINAS.

3.1 ASPECTOS GENERALES

3.1.1 ESTADO DEL ARTE

Idealmente la selección de una BUTUs debe ser tan fácil y sencilla como la selección de una bomba centrífuga estándar: Para ello se considera el diagrama de performance de diferentes fabricantes en función de los requerimientos de la bomba en cuestión y que estarán en función del caudal, altura y óptima eficiencia. Pero desafortunadamente, hoy en día este no es el caso de BUTUs, dado que no se cuenta con información suficiente respecto a la performance de las bombas funcionando en el modo de turbina, y la poca que existe resulta insuficiente.

En los últimos años se han publicado diversos métodos de aproximación para predecir la performance del modo turbina de una bomba centrífuga; las mismas son de carácter empírico y teóricos. El objetivo principal es el de poder predecir la performance de la BUTUs a partir de datos hidrodinámicos como son: la altura, el caudal y la eficiencia para su mejor punto de funcionamiento.

Diferencias de Performance entre modo Bomba y modo Turbina

Las máquinas rotantes que manejan fluido son totalmente reversibles, por lo tanto una bomba puede efectivamente trabajar como tal o como turbina. Sin embargo el rendimiento o performance no son lo mismo, aunque el análisis teórico para un escurrimiento ideal predice lo contrario. Sin excepción alguna, la altura y caudal en su punto óptimo en el modo turbina es mayor que en el modo bomba; la principal razón de esta diferencia esta relacionada con las perdidas hidráulicas de la máquina.

En el caso de operación en el modo bomba y para su punto de mejor eficiencia donde, a la velocidad de rotación nominal, el flujo presenta un aspecto óptimo a través de la máquina, la presión o altura en la brida de salida se ven reducidas por las pérdidas hidráulicas tales como pérdidas por fricción y volumétricas; esto haciendo una comparación con las condiciones ideales de acuerdo a la teoría.

Para el caso de operación en el modo turbina y a la misma velocidad de rotación que lo hace en el modo bomba, la altura de presión requerida a la entrada de la máquina para operar en el punto de mejor eficiencia, debe ser incrementada en una magnitud equivalente a las pérdidas hidráulicas. Esto es, sin perder de vista, que se está considerando escurrimientos ideales. De este modo la altura en el modo bomba difiere de la altura en el modo turbina, aproximadamente el doble de las pérdidas hidráulicas:

$$H_{bom} \approx H_{tur} \cdot \eta^2 \quad (3.1)$$

Cuando se está operando en el modo turbina, la transferencia de energía al rotor esta determinada por la forma de la cámara espiral o voluta de la bombas por lo tanto diferentes detalles de diseños y fabricación afectará la performance de esta máquina: dos máquinas pueden tener similar performance en el modo bomba (similar impulsor) pero no necesariamente alcanzara la misma performance operando en el modo turbina.

3.1.2 TIPO DE BOMBAS UTILIZADAS Y EFICIENCIA EN MODO TURBINA

Conceptualmente cualquier tipo de bomba puede ser utilizada como turbina. Sin embargo la principal ventaja de una bomba como turbina, que está en el menor costo que representa respecto a una turbina convencional, esta muy a favor en el campo de las bombas centrífugas estándar y bombas de flujo mixto, mientras que para el caso de bombas de flujo axial, estas ventajas se hacen menos notorias analizando cualquier aspecto de estas.

3.1.3 DIFERENCIAS ENTRE BOMBA Y TURBINA

La teoría hidrodinámica básica de aplicación es la misma para ambas máquinas; sin embargo, el comportamiento del flujo de fluido real incluyendo la fricción y la turbulencia resultan diferentes en algunos aspectos para el diseño de la bomba y la turbina.

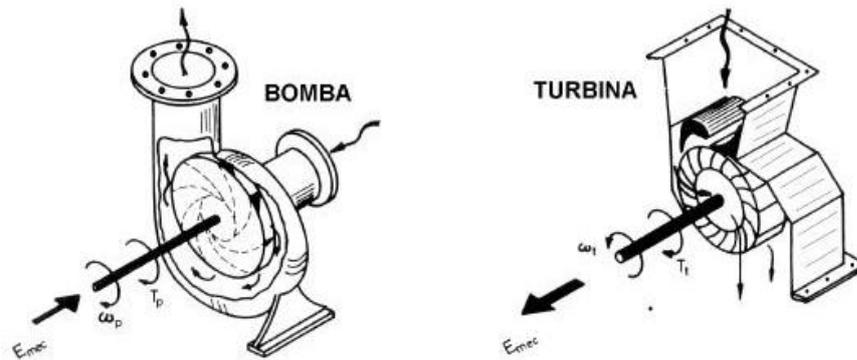


Figura 3. 1 Sentido de Energía

Fuente: Orlando A. Audisio, Pequeñas Centrales Hidráulicas

3.2 BOMBAS COMO TURBINAS

3.2.1 ANÁLISIS DE SU COMPORTAMIENTO MODO TURBINA Y MODO BOMBA.

La performance de una bomba y/o turbina, por lo general se lo presenta en unos diagramas de altura en función del caudal o, bajo la misma relación funcional, por medio de los coeficientes adimensionales y/o unitarios de los parámetros antes mencionados.

La performance de la bomba y la misma en modo turbina pueden ser llevados a un único diagrama de altura en función de caudal, con la salvedad de que este estará comprendido en un rango que tomara valores positivos y negativos.

Este valor negativo representa el flujo reverso de la bomba trabajando como turbina. La curva que se presenta a continuación nos muestra la curva característica “Altura Total en función del Flujo” de una bomba y una BUTUs. Estas, están dado para una misma velocidad de rotación en los dos modos de trabajo.

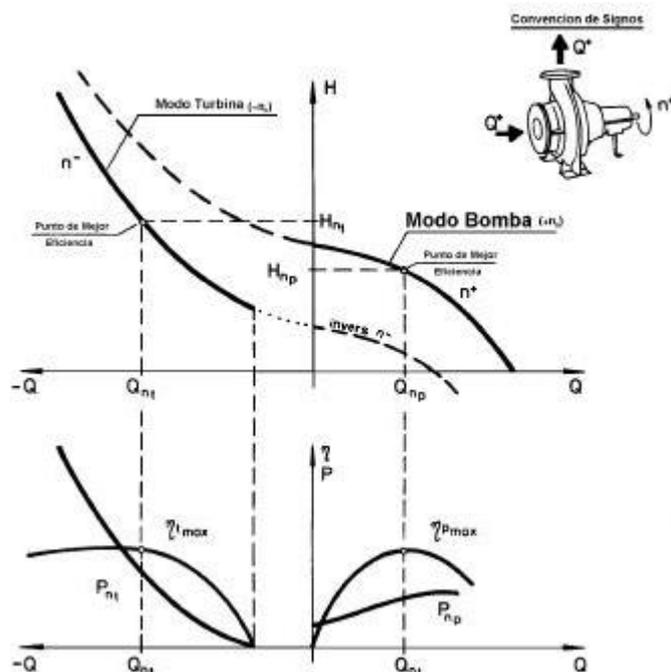


Figura 3. 2 Curvas de Performance
 Fuente: Orlando A. Audisio, Pequeñas Centrales Hidráulicas

En cuanto a un análisis de la performance de una Bomba y una BUTU, podemos considerar las siguientes diferencias:

Tabla 3. 1 Parámetros de Comparación

PARAMETROS	MODO BOMBA	MODO TURBINA
Caudal	Disminuye a medida que aumenta la altura y llega a un valor nulo para la máxima altura (Altura de Corte).	Incrementa continuamente a medida que aumenta la altura o carga.
Potencia	<i>Máquina de Flujo Radial:</i> Demanda mínima potencia para la máxima altura. Para alturas inferiores a la altura nominal, la máquinas puede ser levemente sobrecargada. <i>Máquinas de Flujo Axial:</i> Demanda máxima potencia para la máxima altura, y la misma decrece a medida que disminuye la altura.	Para que la turbina comience a generar, el flujo debe exceder un valor mínimo (caudal de vacío). La potencia nominal entregada aumenta progresivamente aun sobrepasando la altura nominal. El punto de óptimo funcionamiento es mas alto que el punto óptimo en el modo bomba lo que representa un torque mayor en el eje.
Rendimiento	La eficiencia de la máquinas se incrementa, con el aumento del flujo, a partir de cero y caudal nulo hasta llegar a un punto máximo o pico (punto nominal de funcionamiento de la máquinas). A partir de ese punto decrece a medida que se sigue aumentando el flujo.	El rendimiento se incrementa a partir de cero y de un caudal mínimo (caudal de vacío), hasta un pico que es el punto nominal de funcionamiento, y decrece lentamente a medida que se incrementa el caudal.

Fuente: Orlando A. Audisio, Pequeñas Centrales Hidráulicas

En la Figura 3.2 se puede visualizar de una manera clara que el punto de

mejor eficiencia en el modo bomba no se corresponde para la misma combinación de valores de altura y caudal para el punto de mejor eficiencia en el modo turbina.

La respuesta básica cuando seleccionamos una bomba para ser utilizada como turbina es transformar la altura y el caudal, para la mejor performance de la bomba, y trasladar esos valores, al modo de operación como turbina. Pero como se ha dicho anteriormente, la relación entre el modo bomba y el modo turbina no es la misma para cualquier tipo y dimensión de bomba y depende de las características que presenta el flujo a través de la máquina.

Este aspecto es ponderado en este tipo de máquinas por un parámetro o coeficiente denominado Numero Especifico y por las pérdidas que incurren el flujo cuando interactúa con las máquinas, situación que es evaluada por medio del rendimiento de la máquina. El problema es, que estas perdidas en el modo bomba no son exactamente las mismas cuando el flujo es reverso en el modo turbina.

Dependiendo del diseño de la bomba, como ser numero de alabes del impulsor, ángulo de las palas, cámara espira, y/o distribuidor, etc., la relación entre el rendimiento del modo bomba y el modo turbina puede diferir considerablemente de una máquina a otra aunque el numero especifico y la eficiencia de la bomba pueda ser los mismos.

3.2.2 REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE UNA BOMBA

La relación entre la descarga, Q , y la carga de energía H , debe ser especificada para incluir a una bomba en un modelo matemático. Se cuenta con poca información del comportamiento dinámico de bombas. Por lo tanto, datos obtenidos durante pruebas en estado estacionario son utilizadas para el análisis transitorio, mas la validez de estos datos durante el estado transitorio no han sido demostrados. A menos que

específicamente se indique de otra manera, ninguna referencia para datos de bombas en nuestro tema significan valores en estado estacionario.

La descarga, Q , de una bomba centrífuga es una función de la velocidad de rotación, N , y de la carga de energía, H , por cuanto los cambios en velocidad en estado transitorio dependen del torque neto, T , y del momento combinado de inercia de la bomba, motor, y del líquido entrante al impulsor de la bomba. Por tanto, cuatro variables (Q , H , N , y T) deben ser especificadas para la representación matemática de la bomba. Las curvas mostradas por la relación entre estas variables se denominan *curvas características o representativas de una bomba*.

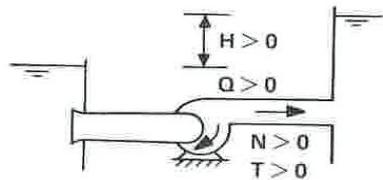
Varias cantidades en el punto de mayor eficiencia hacen referencia como *condiciones normales*. Usando estos valores como referencias, se puede definir las siguientes variables adimensionales:

$$\mu = \frac{Q}{Q_R} \quad h = \frac{H}{H_R} \quad \alpha = \frac{N}{N_R} \quad \beta = \frac{Q}{Q_R} \quad (3.2)$$

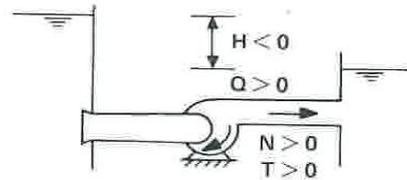
El subíndice R hace referencia a valores en condiciones normales.

Durante la operación normal de la bomba, α , β , u y h son todas positivas. De todas maneras, durante las condiciones en estado transitorio, pueden volverse negativas de forma individual o en grupos. Estas condiciones se denominarán *anormales*. En el laboratorio, todas las posibles condiciones anormales pueden ser realizadas usando dos o más bombas como *maestra* y otra de prueba como *esclava*.

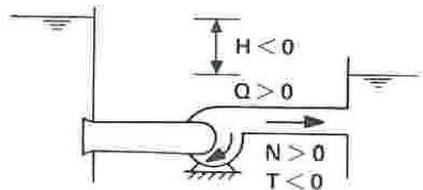
Mediante el uso de los signos de α y u , la operación de la bomba debe ser dividida en cuatro cuadrantes, I-IV, como se muestra en la Figura 3.3 (algunos autores usan α como la abscisa y u como ordenada). Usando los signos de α , β , u y h , la operación de bombas-turbinas puede dividirse en ocho zonas, como se lista en la Tabla 3.2 y en la Figura 3.3. Una breve descripción de las zonas y cuadrantes se muestra a continuación:



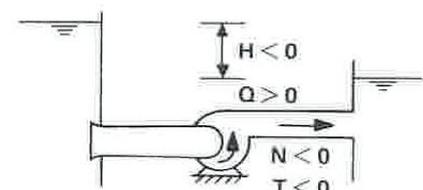
Zona A. Bombeo Normal



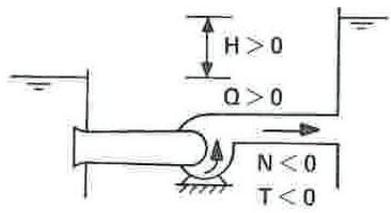
Zona B. Energía de Disipación



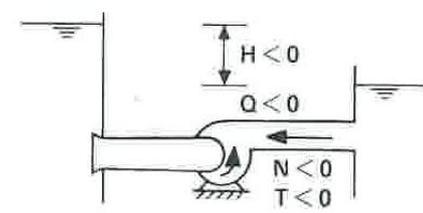
Zona C. Turbina Invertida



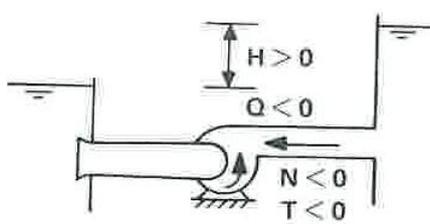
Zona D. Energía de Disipación



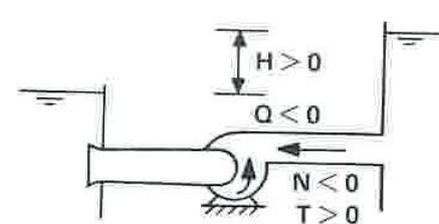
Zona E. Bombeo de Rotación Invertida
Máquina de Flujo Radial



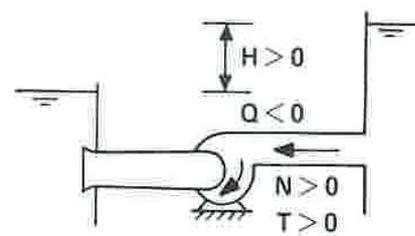
Zona E. Bombeo de Rotación Invertida
Máquina de Flujo Mixto o Axial



Zona F. Energía de Disipación



Zona G. Turbina Normal



Zona H. Energía de Disipación

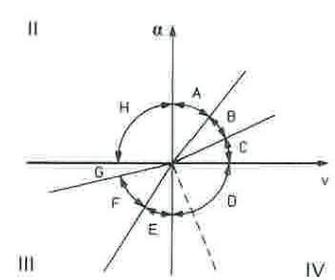


Figura 3.3 Las Ocho Zonas y Cuatro Cuadrantes de Operación de la Bomba

Fuente: M. Hanif Chaudhry, Ph.D, Transientes Hidráulicos Aplicados, 2da. ed.

Cuadrante I

En la Zona A (bombeo normal), la operación de la bomba es normal y α , β , u y h son positivas. En la Zona B (energía de disipación), solo h es negativa mientras α , β y u son positivas. Tal operación es posible si la bomba está siendo sobrepuesta por otra bomba o por un reservorio durante la operación en estado estacionario, o por una repentina caída en la carga de energía siguiendo una falla de energía durante el estado transitorio. En la Zona C (turbina inversa), u y α son positivas mientras h y β son negativas.

Cuadrante II

La Zona H (energía de disipación) por lo general se encuentra luego de un fallo de alimentación al motor de la bomba. La inercia combinada de los elementos rotantes (motor, bomba y su líquido arrastrado) mantiene la velocidad rotacional positiva mientras el flujo se ha invertido debido a la carga de energía positiva de la bomba.

Cuadrante III

Si no hay un arreglo mecánico para evitar la rotación negativa, entonces a raíz de una falla de energía una bomba entrará en la Zona G (turbinaje normal) luego de pasar por la Zona H. En este modo turbina, α y u son negativas, y la carga de energía y el torque son positivos. Después de la Zona G, la operación de la máquina puede entrar en la Zona F (energía de disipación), en donde de igual manera el torque se vuelve negativo, así produciendo un efecto de frenado. En el límite entre las Zonas F y G, β es igual a cero y la máquina alcanza la condición de escape.

Tabla 3. 2 Zonas de Operación de la Bomba

Zona	Definición	Signos de				Cuadrante
		v	α	h	β	
A	Bombeo normal	+	+	+	+	I
B	Energía de discipación	+	+	-	+	I
C	Turbina invertida	+	+	-	-	I
D	Energía de discipación	+	-	-	-	IV
E	Bombeo de rotación invertida	+ -	-	+ -	-	III, IV
F	Energía de discipación	-	-	+	-	III
G	Turbinaje normal	-	-	+	+	III
H	Energía de discipación	-	+	+	+	II

Fuente: M. Hanif Chaudhry, Ph.D, Transientes Hidráulicos Aplicados, 2da. ed.

Cuadrante IV

La Zona D (energía de disipación) y Zona E (bombeo invertido) son raramente encontrados. Bombas-turbinas deben operar en la Zona E durante el estado transitorio. Si se da una mala rotación debido a un mal cableado del motor eléctrico, una bomba debe operar en las Zonas D y E. El flujo radial de bombas-turbinas son conocidas por bombear en dirección inversa durante condiciones de estado transiente; osea, la máquina rota como una turbina pero produce el flujo en la dirección de la bomba.

Varios autores, han presentado los datos de la bomba característica en diferentes formas apropiadas para análisis gráfico y computarizado. De todos los métodos característicos para incluir las características de la bomba en el análisis transiente por una computadora digital.

Las características de un prototipo de bomba son obtenidos de los datos de la prueba modelo usando relaciones homólogas. Dos bombas (o turbinas) son consideradas homólogas si poseen geometría similar y si igualmente poseen líneas de corriente similares. Para bombas homólogas, las siguientes relaciones son válidas:

$$\frac{H}{N^2 D^2} = Constante \quad \frac{N}{Q D^3} = Constante \quad (3.3)$$

donde D= diámetro del impulsor. Ya que D es constante para una unidad

particular, esta debe ser incluida en las constantes de las ecuaciones anteriores,

$$\frac{H}{N^2} = Constante \quad \frac{N}{Q} = Constante \quad (3.4)$$

Sobre los fundamentos de (2), la (4) puede ser escrita de manera adimensional como

$$\frac{h}{\alpha^2} = Cte. \quad \frac{\alpha}{\nu} = Cte. \quad (3.5)$$

Cuando α se vuelve cero mientras se analizan los transitorios para todas las posibles zonas de operación, h/α^2 se hace infinito. Para evitar esto, vamos a usar el parámetro $h/(\alpha^2 + \nu^2)$ en lugar de h/α^2 .

Los signos de α y ν dependen de las zonas de operación. Además de la necesidad de definir una curva característica diferente para cada zona de operación, α/ν se vuelve infinito para $\nu = 0$. Para evitar esto, definimos una nueva variable

$$\theta = \tan^{-1} \frac{\alpha}{\nu} \quad (3.6)$$

por tanto la curva característica puede ser escrita entre θ y $h/(\alpha^2 + \nu^2)$. Por definición matemática, θ es siempre finito y su valor varia entre $-\pi/2$ y $\pi/2$. De cualquier manera, podemos usarlo para todas las zonas de operación variando su valor de 0° a 360° .

Similar a la curva de presión vs. carga de energía, la curva de torque característica puede ser escrita entre $\beta/(\alpha^2 + \nu^2)$ y θ .

Aunque los datos de la bomba característica en la zona de bombeo normal están por lo general disponibles, los datos para operación anormal son más bien escasos. Si características completas para una bomba no están disponibles, entonces las características de una bomba con aproximadamente la misma velocidad específica puede ser usada. De cualquier manera, se nota que las características dependen del tipo de

bomba (sea de flujo radial, axial o mixto) tanto como de otras características de diseño como es el impulsor, difusor, carcasa o voluta, etc. Por tanto, a pesar de que la velocidad específica es usada para clasificar el tipo de bomba, dos bombas que poseen aproximadamente la misma velocidad específica pero diferentes características de diseño pueden tener características de operación anormal diferentes.

De la información disponible, datos sobre una doble succión, flujo radial ($N_s=0,5$ unidades SI), una bomba de flujo mixto ($N_s=2,8$ unidades SI) y bomba de flujo axial ($N_s=4,9$ unidades SI) presentadas por Knapp y Shawson están completas y han sido completamente usadas por otros más.

Para usar estas curvas en un modelo matemático, uno almacena en un computador puntos discretos sobre las curvas a intervalos iguales de θ , desde $\theta = 0^\circ$ hasta $\theta = 360^\circ$.

Para cualquier valor de α y u (excepto cuando ambas α y u son *simultáneamente* cero). De todas maneras, esta función computa los valores de θ entre 0 a π y entre 0 a $-\pi$, por cuanto nuestro rango de interés está entre 0 y 2π para el valor computado de θ si $\theta < 0$; si el valor de θ entregado por la función es -30° , entonces el valor de θ a ser usado para determinar el punto sobre la curva característica de la bomba es $360^\circ - 30^\circ = 330^\circ$.

3.2.3 CONSIDERACIONES TÉCNICAS.

La bomba, al funcionar como turbina, trabajará fuera de su régimen normal de operación; de allí que, una vez hecha la selección de la bomba, debe revisarse y/o verificarse el diseño de la máquina. A continuación describiremos las consideraciones técnicas que se deben tener en cuenta para una operación normal como turbina.

3.2.3.1 Regulación de la Velocidad de Rotación

Puesto que la bomba no posee ningún mecanismo de regulación del flujo

(por ejemplo, distribuidor), debe esperarse una apreciable variación de la velocidad de rotación a menos que la carga permanezca constante. El cambio de velocidad en la turbina tiene dos fuentes principales las cuales se esquematizan en la siguiente figura:

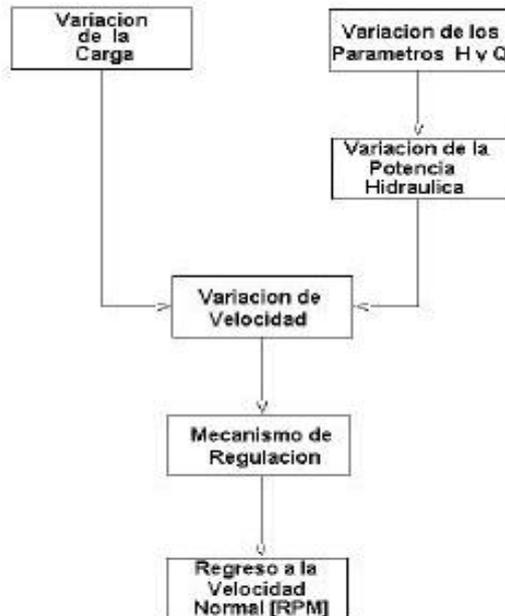


Figura 3. 4 Manera de la Regulación de la Velocidad de Rotación.

Fuente: Orlando A. Audisio, Pequeñas Centrales Hidráulicas

Para que la velocidad de rotación permanezca casi constante se pueden plantear dos maneras de regulación de la velocidad:

Controlar el caudal y la altura de carga de la máquina (Q y H)

El sistema consiste básicamente en regular el flujo automáticamente mediante una válvula instalada aguas arriba de la unidad generadora. Esta situación lleva a considerar la utilización de un regulador convencional o mecánico-hidráulico cuyo costo es muy significativo y más aun para pequeñas instalaciones hidráulicas.

Control en la variación de la demanda (E)

En este caso solo es posible efectuar una regulación si el control se hace al nivel del generador eléctrico de la turbomáquina. Para ello se deberá

utilizar un regulador de frecuencia del tipo “Por Absorción de Energía” y cuya función es la de mantener la carga total sobre el generador constante. En forma general el sistema funciona de la siguiente manera:

Energía o Carga Total producida por el Generador = Carga Consumida por la Red + Carga Consumida por las Resistencias Eléctricas.

En este caso el regulador electrónico esta constantemente censando la energía producida por el generador y la energía demandada por la red; la diferencia la deriva al panel de resistencias. Es decir, en este tipo de regulación, la turbina esta siempre generando la máxima carga nominal.

De estas dos soluciones que se utilizan para la regulación de la energía consumida, la de tipo electrónica es la mas moderna, económica, y confiable.

3.2.3.2 Velocidad de Embalamiento

La velocidad mas desfavorable de una bomba cuando es operada como turbina es la velocidad de embalamiento, por lo que, para unidades que no cuenten con dispositivos de protección de sobre velocidad, se deberá verificar que la velocidad de embalamiento sea inferior a las condiciones limites de diseño mecánico de la bomba.

La velocidad de embalamiento puede ser calculada a partir de las leyes de semejanza hidráulica y considerando las curvas características de la máquina en cuestión y donde tenemos que:

$$n_e = n \cdot \left(\frac{H}{H_z} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.7)$$

donde:

n_e = Velocidad de Embalamiento en RPM

n = Velocidad Normal de Operación en RPM

H = Altura a la cual la Velocidad de Embalamiento se desea calcular en metros

H_z= Altura a Potencia Cero (Torque igual a cero, que es la altura cuando la eficiencia es cero) en metros.

El flujo para estas condiciones también se lo puede determinar o calcular de la siguiente manera:

$$Q_e = \frac{n}{n_e} \cdot Q \quad (3.8)$$

donde:

Q_e= Caudal a la Velocidad de Embalamiento

Q = Caudal a la altura H para la cual la Velocidad de Embalamiento ha sido calculada.

Por otro lado, se puede obtener la velocidad de embalamiento directamente de la curva característica con altura de elevación constante (H = Cte.). La velocidad de embalamiento encontrada para las bombas que son utilizadas como turbinas, varían entre un 120% a 150% de la velocidad normal de rotación.

Es importante incluir una protección contra la sobre velocidad, ya que dicha magnitud puede afectar la integridad estructural del equipo.

3.2.3.3 Prevención de la Cavitación

Al igual que en las turbinas convencionales, en las BUTUs se presentará el fenómeno de cavitación en zonas donde la presión llega a un punto de magnitud inferior a la tensión de vapor del fluido, agua en este caso.

Para evitar indicios de este fenómeno o la aparición total del mismo, es necesario mantener una altura de succión o contrapresión en el lado de descarga de manera suficiente de modo que evite dicha problemática.

Existe una forma rápida de calcular, con un buen grado de aproximación, la altura de succión utilizando la siguiente expresión:

$$H_s = h_a + h_t - \sigma \cdot H_{neta} \quad (3.9)$$

donde:

H_s = Altura de succión del rodete sobre el nivel del mar.

h_a =Presión Atmosférica, en unidades de longitud.

h_t = Tensión de vapor del agua.

σ =Coeficiente de cavitación

H =Altura Neta de la Turbina.

Para el cálculo del coeficiente de cavitación es necesario recurrir a la experiencia que se encuentra en el campo de las turbinas hidráulicas; es decir, existen curvas que relacionan el coeficiente de cavitación (σ) con la velocidad específica de la máquina en cuestión.

3.2.3.4 Requerimientos en el Diseño

Por lo general no se realizan cambios o modificaciones en el diseño cuando se va a utilizar una bomba como turbina; pero una vez realizada la selección deberemos realizar una verificación del diseño de manera adecuada, dado que durante la operación de la bomba como turbina, la altura y la potencia son por lo general mas altas que las correspondientes a su operación como bomba.

En base a lo expuesto se hace necesaria una revisión del diseño poniendo un especial énfasis en los siguientes puntos:

- Cambiar el sentido de las roscas en los componentes del eje de modo que estos no puedan aflojarse (tuerca sujeta rotor, tapa de cojinetes, etc).
- Chequear los límites de presión de la carcaza; para ello es necesario verificar que la presión de prueba de la carcaza no sea inferior a 1,50 veces la máxima presión de operación de la bomba como turbina. Para

esta evaluación es recomendable evaluar el fenómeno de golpe de ariete que es frecuente que se haga presente durante el proceso de embalamiento del grupo. En caso de que esta verificación, de realizada, no verifica la carcasa se deberá cambiar el material de la carcasa, o eventualmente seleccionar alternativamente una nueva unidad con una velocidad de operación menor.

- Verificar que el eje pueda resistir el torque ejercido en la operación como turbina.

- Evaluar el diseño adecuado para los cojinetes.

3.2.4 DIFERENCIAS IMPORTANTES A CONSIDERAR ENTRE BOMBAS Y TURBINAS

3.2.4.1 Condiciones de Operación

BOMBAS: Estas máquinas por lo general, operan bajo un caudal, altura, y velocidad de rotación constante. Por lo tanto, estas son diseñadas para un punto de operación en particular y que se denomina Punto de Funcionamiento y no requieren de un dispositivo de regulación de caudal o distribuidos. En condiciones ideales, el punto de funcionamiento coincide con las máximas eficiencia de la máquina.

TURBINA: Operan bajo condiciones de caudales y alturas variables. En pequeñas centrales hidráulicas, el caudal debe ser ajustado de acuerdo a las variaciones estacionales del agua disponible o ajustar la potencia o energía de salida de acuerdo al nivel de demanda del centro de consumo. El caudal es regulados por medio de alabes de distribución en máquinas de reacción (Francis, Kaplan, etc.); o por un inyector, en el caso de máquinas de acción (Banki, Pelton, etc.).

3.2.4.2 Diseño Hidrodinámico

BOMBA: La energía cinética entregada al fluido debe ser transformada,

toda o parcialmente, en energía de presión o potencial; es decir que el flujo debe ser desacelerado a lo largo de su trayectoria que va desde el impulsor hasta la cámara espiral o voluta. Esta desaceleración por lo general es muy sensible al fenómeno de separación y, por lo tanto, con la formación de vórtices y/o remolinos. Para evitar estos fenómenos anormales, los pasajes del impulsor son realizados de grandes canales lisos con incremento gradual de su sección transversal. Las pérdidas por fricción en estos canales son por lo general, relativamente altas.

TURBINA: En estas máquinas el flujo es acelerado, lo cual el mismo esta mas propenso a turbulencias; por lo tanto, los pasajes en el rotor son relativamente cortos lo cual reduce las pérdidas por fricción y nos asegura una alta eficiencia.

3.2.4.3 Ubicación de la Máquina – Cavitación

BOMBAS: Si la ubicación física de esta máquinas en relación al nivel del agua en la admisión esta en un punto crítico, es decir si esta altura de aspiración es demasiado alta puede presentarse el fenómeno de cavitación. En este contexto, el diseño de la tubería de succión adquiere una importante consideración dado que las pérdidas por fricción en la tubería de succión reducen la presión a la entrada de la bomba y esto incrementa las posibilidades a la tendencia a la cavitación.

TURBINAS: Son menos sensibles a la cavitación dado que las pérdidas por fricción en el tubo de aspiración incrementa la contrapresión sobre la turbina.

3.3 MOTORES COMO GENERADORES

La mayor parte de los motores que funcionan con c-a de una sola fase tienen el rotor de tipo jaula de ardilla. Los rotores de jaula de ardilla reales son mucho más compactos y tienen un núcleo de hierro laminado.

Los conductores longitudinales de la jaula de ardilla son de cobre y van soldados a las piezas terminales de metal. Cada conductor forma una espira con el conductor opuesto conectado por las dos piezas circulares de los extremos. Cuando este rotor está entre dos polos de campos electromagnéticos que han sido magnetizados por una corriente alterna, se induce una fem en las espiras de la jaula de ardilla, una corriente muy grande las recorre y se produce un fuerte campo que contrarresta al que ha producido la corriente (ley de Lenz). Aunque el rotor pueda contrarrestar el campo de los polos estacionarios, no hay razón para que se mueva en una dirección u otra y así permanece parado. Es similar al motor síncrono el cual tampoco se arranca solo. Lo que se necesita es un campo rotatorio en lugar de un campo alterno.

Cuando el campo se produce para que tenga un efecto rotatorio, el motor se llama de tipo de jaula de ardilla. Un motor de fase partida utiliza polos de campo adicionales que están alimentados por corrientes en distinta fase, lo que permite a los dos juegos de polos tener máximos de corriente y de campos magnéticos con muy poca diferencia de tiempo. Los arrollamientos de los polos de campo de fases distintas, se deberían alimentar por c-a bifásicas y producir un campo magnético rotatorio, pero cuando se trabaja con una sola fase, la segunda se consigue normalmente conectando un condensador (o resistencia) en serie con los arrollamientos de fases distintas.

Con ello se puede desplazar la fase en más de 20° y producir un campo magnético máximo en el devanado desfasado que se adelanta sobre el campo magnético del devanado principal.

Desplazamiento real del máximo de intensidad del campo magnético desde un polo al siguiente, atrae al rotor de jaula de ardilla con sus corrientes y campos inducidos, haciéndole girar. Esto hace que el motor se arranque por sí mismo.

El devanado de fase partida puede quedar en el circuito o puede ser desconectado por medio de un conmutador centrífugo que le desconecta cuando el motor alcanza una velocidad determinada. Una vez que el motor arranca, funciona mejor sin el devanado de fase partida. De hecho, el rotor de un motor de inducción de fase partida siempre se desliza produciendo un pequeño porcentaje de reducción de la que sería la velocidad de sincronismo.

Si la velocidad de sincronismo fuera 1.800 rpm, el rotor de jaula de ardilla, con una cierta carga, podría girar a 1.750 rpm. Cuanto más grande sea la carga en el motor, más se desliza el rotor. En condiciones óptimas de funcionamiento un motor de fase partida con los polos en fase desconectados, puede funcionar con un rendimiento aproximado del 75%.

Otro modo de producir un campo rotatorio en un motor, consiste en sombrear el campo magnético de los polos de campo. Esto se consigue haciendo una ranura en los polos de campo y colocando un anillo de cobre alrededor de una de las partes del polo.

Mientras la corriente en la bobina de campo está en la parte creciente de la alternancia, el campo magnético aumenta e induce una fem y una corriente en el anillo de cobre. Esto produce un campo magnético alrededor del anillo que contrarresta el magnetismo en la parte del polo donde se halla él.

En este momento se tiene un campo magnético máximo en la parte de polo no sombreada y un mínimo en la parte sombreada. En cuanto la corriente de campo alcanza un máximo, el campo magnético ya no varía y no se induce corriente en el anillo de cobre. Entonces se desarrolla un campo magnético máximo en todo el polo. Mientras la corriente está decreciendo en amplitud el campo disminuye y produce un campo máximo en la parte sombreada del polo.

De esta forma el campo magnético máximo se desplaza de la parte no

sombreada a la sombreada de los polos de campo mientras avanza el ciclo de corriente. Este movimiento del máximo de campo produce en el motor el campo rotatorio necesario para que el rotor de jaula de ardilla se arranque solo. El rendimiento de los motores de polos de inducción sombreados no es alto, varía del 30 al 50 por 100. Una de las principales ventajas de todos los motores de jaula de ardilla, particularmente en aplicaciones de radio, es la falta de colector o de anillos colectores y escobillas. Esto asegura el funcionamiento libre de interferencias cuando se utilizan tales motores. Estos motores también son utilizados en la industria. El mantenimiento que se hace a estos motores es fácil.

CAPITULO 4

PROYECTO DE MINICENTRAL

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

4.1.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO

La central Hidroeléctrica Guangopolo de 20,92 Mw de potencia instalada total, capta las aguas de los ríos San Pedro, Capelo y Pita, en la cota 2453 msnm.

Su Conducción se realizó en dos etapas; la primera conocida como Antigua Guangopolo (1937), alcanzando una potencia instalada de 9,4 Mw con 5 grupos de generadores. Y la segunda etapa se culminó en 1985 para alojar un grupo generador de 11,52 Mw de potencia instalada.

Las obras de la central se localizan a 10 Km al suroeste de la ciudad de Quito. Parte de las cuales se ubican en el Cantón Rumiñahui y parte del Distrito Metropolitano de Quito, parroquia Conocoto.

La casa de máquinas, superficial, está constituida por dos cuerpos, el primero corresponde a la Antigua Guangopolo en donde se alojan cinco turbinas y el segundo, a la Nueva Guangopolo en donde se encuentra instalado un grupo de generación.



Figura 4. 1 Casa de Máquinas Antigua Guangopolo

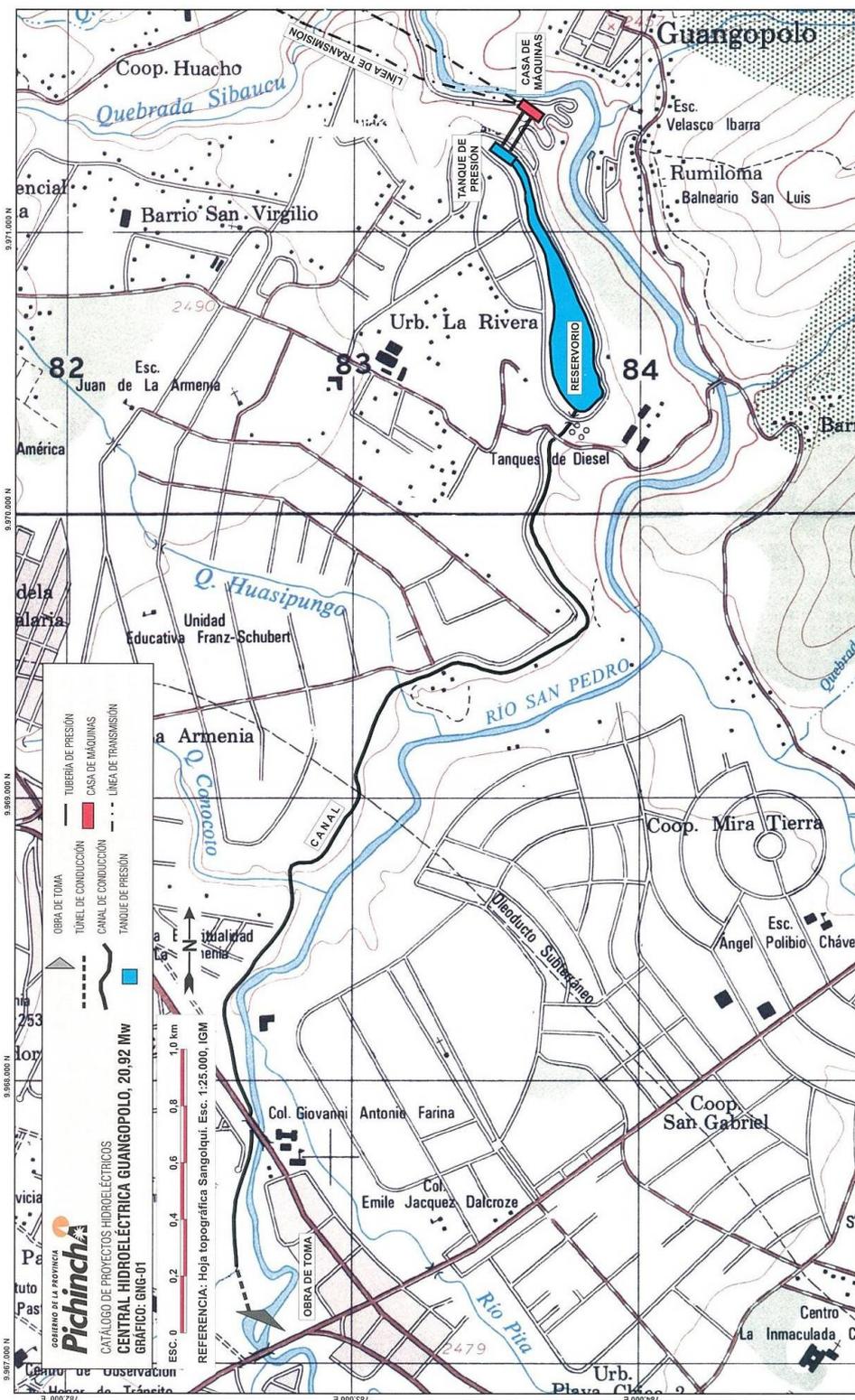


Figura 4.2 Ubicación General Central Hidroeléctrica Guangopolo
 Fuente: Gobierno de la Provincia de Pichincha, Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos

4.1.2 UBICACIÓN ESPECÍFICA DEL PROYECTO

Dentro de la central Hidroeléctrica Guangopolo, la EEQ ha proporcionado el espacio necesario para la implementación del proyecto. Se ubica al pie de las tuberías que conducen a la Antigua Guangopolo.

Es este lugar se encontraba tiempo atrás un pequeño laboratorio del INE, el mismo que por condiciones ambientales adversas se destruyó. De este antiguo laboratorio se cuenta con la plataforma a 2422 msnm donde se montará la obra civil (casa de operaciones) y posteriormente la obra mecánica.

4.2 OBRAS

4.2.1 TANQUE DE PRESIÓN

El tanque de carga o presión tiene la función de unir las tuberías o canales de baja presión con la tubería forzada o de presión. Otras funciones que cumple el tanque de presión son impedir la entrada de material sólido de arrastre y flotante hacia la tubería de presión, es decir, puede actuar como desarenador, desalojar el exceso de agua en las horas de menor demanda de energía y mantener una altura de agua suficiente como para evitar la entrada de aire en la tubería de presión.

El tanque de carga, con sección rectangular, se ubica inmediatamente luego del reservorio, está equipado con rejilla y desbasurador automático sobre rieles para el recorrido transversal a lo ancho de la rejilla. En el tanque de carga se tienen 5 compuertas verticales para la etapa antigua y una para la nueva.

4.2.2 TUBERÍA DE CONDUCCIÓN

La tubería de presión se utiliza para la conducción o canalización del agua desde el tanque de presión hasta la turbina específicamente, esta es apoyada en anclajes que la ayudan a soportar la presión generada por el agua y la dilatación que le ocurre por variación de temperatura. Son por lo general de acero, pero para pequeñas presiones pueden hacerse de

hormigón, madera, PVC, asbesto – cemento o cualquier otro material apropiado. La tubería de presión por lo general debe ser recta, pero si no es posible debido a las condiciones topográficas del terreno esta debe ajustarse al perfil topográfico trazado utilizando estructuras de concreto que le puedan servir de apoyo para sostenerse y para variar la pendiente se utilizarán anclajes.

La tubería de presión está compuesta por los siguientes elementos:

- Toma de Agua la cual está acompañada de una rejilla.
- Codos para variación de pendiente
- Juntas de unión
- Juntas de expansión ubicadas entre anclajes, las cuales asimilan la contracción o dilatación del material por variación de temperatura
- Bifurcaciones que le permiten dividir el caudal para varias unidades
- Válvulas independientes a la tubería de presión, ubicadas entre el final de la tubería y la turbina
- Anclajes y apoyos que se encargan de sostener y variar la pendiente de la tubería de presión.

Inmediatamente luego del tanque de carga, salen tres tuberías de presión hacia la central antigua y una tubería para la central Nueva Guangopolo. Las tuberías son de acero con anclajes y apoyos de hormigón.

Por tubería de presión, con un diámetro de 2,16 m, se conduce al fluido con un caudal total de $18 \text{ m}^3/\text{s}$, de la cual, una parte de este caudal será utilizado para el funcionamiento de la BUTU.



Figura 4. 3 Plataforma de Proyecto y Tubería de Presión

4.2.3 VÁLVULA DE GUARDIA

Generalmente se instalan antes de la turbina, sin embargo también suele instalarse al inicio de la tubería de presión. El propósito de su instalación es controlar el paso de agua en la tubería. Para la realización del proyecto se propone dos tipos: mariposa y de compuerta.

Válvulas de compuerta: Estas válvulas consisten de un disco metálico que sube y baja y está ubicado en el cuerpo de la válvula. La válvula de compuerta es de vueltas múltiples, en la cual se cierra el orificio con un disco vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento.

Cuando se trabaja con presiones elevadas se necesita una fuerza importante para operarla y vencer la fuerza de fricción existente. Es por esta razón que cuando se instala una válvula de compuerta al final de una tubería de presión, se instala además un bypass para conectar el lado de baja presión con el de alta.

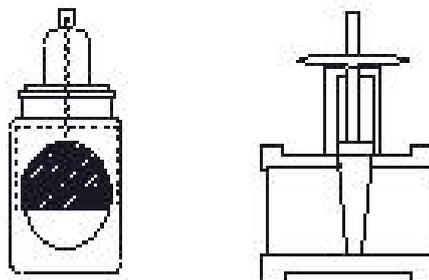


Figura 4. 4 Válvula de Compuerta

Válvulas Mariposa: Una válvula tipo mariposa es un dispositivo para interrumpir o regular el flujo de un fluido en un conducto. Básicamente se trata de una extensión de la tubería dentro de la cual se coloca un disco en forma de lente montado en un eje central. Para operar este tipo de válvulas se requiere de poca fuerza, ya que la presión de contra corriente en cada mitad del disco está prácticamente balanceada. Debido a su diseño, una válvula de mariposa puede ser cerrada con lentamente, a fin de no originar un golpe de ariete en La tubería.

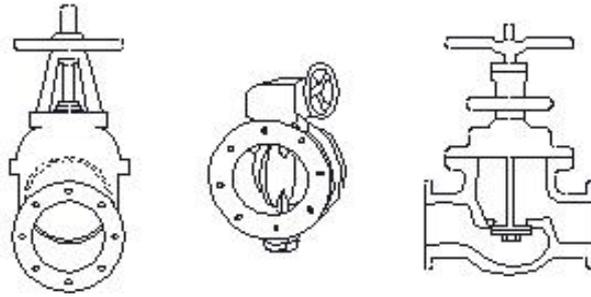


Figura 4. 5 Válvula Mariposa

4.2.4 TURBINA – BOMBA CENTRÍFUGA

El objetivo de este dispositivo es transformar la energía cinética del fluido en energía mecánica. De este dispositivo depende en gran parte el rendimiento y buen servicio de la central.

Se debe tomar en cuenta algunos aspectos de la bomba centrífuga, debido a que se plantea usar una bomba centrífuga que opere como turbina (BUTU), por tanto debemos tomar en cuenta ciertas consideraciones.

- Selección del Tipo de Sello de la Bomba

Ambos sellos mecánicos han sido encontrados satisfactorios para operar en modo turbina. Son muy usados en países en vías de desarrollo debido a sus bajos costos y la disponibilidad de materiales de repuestos.

4.2.5 GENERADOR – MOTOR

El generador es el componente que, tomando energía mecánica del eje de la turbina, entrega energía eléctrica para su utilización en la red. El principio general de funcionamiento de los generadores se encuentra en el movimiento relativo y la interacción de un lazo conductor y un campo magnético. Al ser máquinas rotativas, el movimiento entre ambas partes es circular. El elemento del generador que produce el campo magnético se denomina Inductor.

Los generadores trifásicos presentan ventajas que los hacen la opción más favorable. En principio un generador de más de 1 Kw resulta menos costoso si es trifásico, debido a la menor cantidad de cobre necesario en su construcción para una misma potencia. La segunda es que permite una

transmisión a mayor distancia de la energía generada con una menor caída de tensión.

4.2.6 REGULADOR

La carga eléctrica de cualquier sistema demanda que las condiciones de la energía recibida, tanto en frecuencia como en voltaje, sean estables dentro de ciertos límites. Cuando la carga eléctrica de la red se incrementa o disminuye, origina en el eje de la turbina una variación en la velocidad. Si la carga aumenta, la velocidad tiende a disminuir y viceversa. Si estas variaciones de la velocidad no son controladas, entonces ni la tensión ni la frecuencia de la energía generada serán estables. Se apartarán fuera de los límites establecidos como aceptables por la red. Básicamente existen dos sistemas de control y algunas combinaciones de éstos. Pueden ser tan sencillos como un control manual de una válvula al ingreso de la turbina, o tan complejo como controles electrónicos accionando componentes electromecánicos de control del flujo de agua y de la tensión del sistema eléctrico.

CAPITULO 5

DISEÑO DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentará:

- a.- El diseño del Banco de Pruebas para BUTUs y pequeñas turbinas
- b.- La formulación para obtener las características de bombas centrifugas funcionando como turbina, a partir de los datos de funcionamiento como bomba.
- c.- El pre diseño de una micro central equipada con una bomba centrifuga de 10 HP y su motor, funcionando como turbina- generador (BUTU).

5.2 DISEÑO MECÁNICO DEL BANCO DE PRUEBAS

5.2.1 ESQUEMA DEL DISEÑO

Teniendo en cuenta que dentro de la Central Hidroeléctrica Guangopolo se cuenta con un reservorio, tubería de presión y una válvula de compuerta (todas existentes), el diseño del proyecto empieza inmediatamente después de la válvula de compuerta, que servirá como válvula de toma y como el elemento de cierre para reparaciones del nuevo sistema.

El sistema hidráulico del banco de pruebas tendrá una válvula reguladora de presión, una válvula para la regulación de caudal y unidad generadora (bomba - motor operando como turbina –generador).

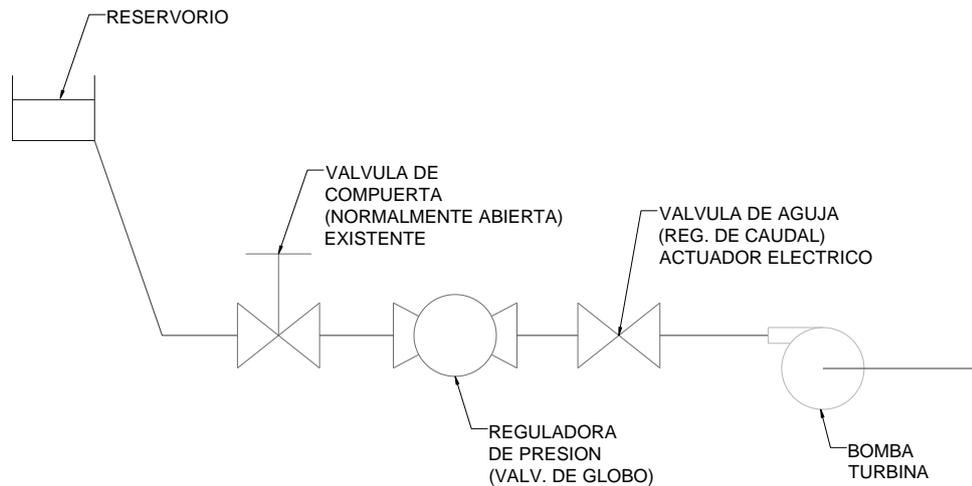


Figura 5. 1 Esquema Hidráulico

5.2.2 RESERVORIO (TANQUE DE PRESIÓN)

El reservorio que sirve a la Central de Guangopolo tiene un volumen total aproximado de 280000 m³, con una profundidad variable entre 3 y 3.50m. Se podrá disponer de una altura bruta de 70m, correspondiente a la diferencia entre el nivel normal de operación del reservorio y el eje de la unidad generadora, BUTU.

Tabla 5. 1 Datos Iniciales

Niveles del Reservorio	
Máximo=	2439,57 msnm
Operación =	2439,1 msnm
Mínimo =	2439 msnm

5.2.3 VÁLVULA DE TOMA

Para las operaciones de mantenimiento del sistema se cuenta con esta válvula de compuerta que funcionará en las dos posiciones: abierta y cerrada. Así se puede cerrar el flujo para reparaciones y/o ubicar otra BUTU ha ser probada. El diámetro interior de la válvula, existente, es de 8" (200mm).

5.2.4 VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN

Debido a la altura con la que se cuenta desde el reservorio hasta el nivel de la BUTU, se incluye en el sistema una válvula reguladora de presión de globo que reducirá la presión a un valor de acuerdo a la características de la BUTU ha ser probada y mantendrá esta presión constante aguas abajo de está válvula. En la Figura 5.2 se observa la válvula seleccionada y en el Anexo 1 se puede observar el catalogo de la misma con sus características técnicas.

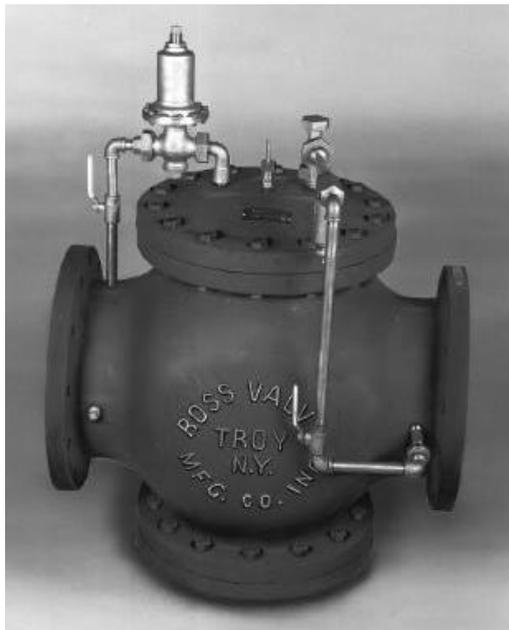


Figura 5. 2 Reguladora de Presión

5.2.5 VÁLVULA REGULADORA DE CAUDAL

Para que el sistema opere en el punto óptimo de operación de la BUTU, o cerca de este, se sitúa una válvula de aguja con actuador eléctrico, de tal forma que se pueda regular el caudal según las señales emitidas por la PC de acuerdo a la demanda. Bajo este comando, cuando la demanda energética es mayor la válvula procede a abrirse, y si la demanda es menor esta se cierra. En el Banco de pruebas, esta válvula con diferentes aperturas permitirá la operación de una BUTU en sus diferentes puntos de operación, facilitando la obtención de la curva característica de la BUTU probada,



Figura 5. 3 Reguladora de Caudal

5.2.6 UNIDAD GENERADORA

Para la generación eléctrica se estudia el uso de una Bomba como Turbina (BUTU), donde que su impulsor es movido por el flujo de agua y este a su vez mueve el eje de motor, que opera como generador. Este tipo de máquinas pueden ser instaladas en el banco de pruebas.

Tabla 5. 2 Datos de Operación de BUTU

Nivel de BUTU	
Nivel del Eje de la BUTU =	2369 msnm

5.2.7 PÉRDIDAS DEL SISTEMA HIDRÁULICO

Tubería de Presión: Usando el método de Hazen-Williams que es válido solamente para el agua que fluye en las temperaturas ordinarias (5 °C - 25 °C). El coeficiente de rugosidad "C" no es función de la velocidad, ni del diámetro de la tubería, sino del tipo de tubería utilizado. Es útil en el cálculo de pérdidas de carga en tuberías para redes de distribución de diversos materiales, especialmente de fundición y acero, que es el caso del sistema hidráulico estudiado:

$$h_f = 10,674 \cdot [Q^{1,852} / (C^{1,852} \cdot D^{4,871})] \cdot L \quad (5.1)$$

En donde:

- h_f : pérdida de carga o de energía (m)

- Q: caudal (m³/s)
- C: coeficiente de rugosidad (a dimensional)
- D: diámetro interno de la tubería (m)
- L: longitud de la tubería (m)

Entonces,

$$hf = 10,674 \cdot [(0.08)^{1,852} / ((130)^{1,852} \cdot (1.88)^{4,871})] \cdot 166$$

$$hf = 0.001 \text{ m}$$

Tabla 5.3 Coeficientes de Pérdida de Carga para diferentes Materiales

COEFICIENTE DE HAZEN-WILLIAMS PARA ALGUNOS MATERIALES			
Material	C	Material	C
Asbesto cemento	140	Hierro galvanizado	120
Latón	130-140	Vidrio	140
Ladrillo de saneamiento	100	Plomo	130-140
Hierro fundido, nuevo	130	Plástico (PE, PVC)	140-150
Hierro fundido, 10 años de edad	107-113	Tubería lisa nueva	140
Hierro fundido, 20 años de edad	89-100	Acero nuevo	140-150
Hierro fundido, 30 años de edad	75-90	Acero	130
Hierro fundido, 40 años de edad	64-83	Acero rolado	110
Concreto	120-140	Lata	130
Cobre	130-140	Madera	120
Hierro dúctil	120	Hormigón	120-140

Fuente: Internet, www.miliarium.com, Cálculo de Pérdidas de Carga

Las pérdidas localizadas en los diferentes puntos del sistema se calculan con la fórmula:

$$h_f = K \cdot (v^2 / 2g) \quad (5.2)$$

En donde:

- h_f : pérdida de carga o de energía (m)
- K: coeficiente empírico (a dimensional)
- v: velocidad media del flujo (m/s)
- g: aceleración de la gravedad (m/s^2)

Tabla 5. 4 Coeficientes K para Pérdidas Singulares

VALORES DEL COEFICIENTE K EN PÉRDIDAS SINGULARES		
Accidente	K	L/D
Válvula esférica (totalmente abierta)	10	350
Válvula en ángulo recto (totalmente abierta)	5	175
Válvula de seguridad (totalmente abierta)	2,5	-
Válvula de retención (totalmente abierta)	2	135
Válvula de compuerta (totalmente abierta)	0,2	13
Válvula de compuerta (abierta 3/4)	1,15	35
Válvula de compuerta (abierta 1/2)	5,6	160
Válvula de compuerta (abierta 1/4)	24	900
Válvula de mariposa (totalmente abierta)	-	40
T por salida lateral	1,8	67
Codo a 90° de radio corto (con bridas)	0,9	32
Codo a 90° de radio normal (con bridas)	0,75	27
Codo a 90° de radio grande (con bridas)	0,6	20
Codo a 45° de radio corto (con bridas)	0,45	-
Codo a 45° de radio normal (con bridas)	0,4	-
Codo a 45° de radio grande (con bridas)	0,35	-

Fuente: Internet, www.miliarium.com, Cálculo de Pérdidas de Carga

Con los coeficientes “K” para cada punto de pérdida en el sistema se genera la siguiente tabla:

Tabla 5.5 Pérdidas de Carga

Pérdidas en la Tubería y Accesorios							
Descripción	Caudal m ³ /s	Diam. m	Velocidad m/s	Long. m	Apertura %	Coef. -	hf m
Tubería	0,08	1,88	0,03	166	-	130	0,00
<u>Pérdidas localizadas</u>							
Ingreso a la tubería	0,08	2,2	0,02	-	-	0,2	0,00
Bifurcador	0,08	2,04	0,03	-	-	0,33	0,00
Codo superior	0,08	1,88	0,03	-	-	0,2	0,00
Ingreso Manhole	0,08	0,46	0,50	-	-	0,5	0,0064
Ingreso Valv. De Compuerta	0,08	0,2	2,65	-	-	0,5	0,1793
Valv. De compuerta	0,08	0,2	2,65	-	100,00%	0,02	0,0072
Tubería Casa de máquinas	0,08	0,2	2,65	1	-	130	0,03
Pérdida Total =							0,23

Con la sumatoria total de las pérdidas producidas se calcula la altura de carga que llegará a la reguladora de presión:

$$H_{\text{reguladora presión}} = h_{\text{bruta}} - \text{Pérdidas}$$

$$h_{\text{bruta}} = \text{Nivel Máximo Re servorio} - \text{Nivel de BUTU}$$

$$H_{\text{reguladora}} = (2439.57 - 2369) - 0.23$$

$$H_{\text{reguladora}} = 70.34m$$

Por tanto, al ser necesario para el uso de la BUTU se hace la selecci3n de la reguladora de presi3n en funci3n de los valores calculados.

5.2.8 SELECCI3N DE LA REGULADORA DE PRESI3N

Al ser un banco de pruebas, las máquinas hidráulicas a probarse serán de alta, media y baja presi3n. Las máquinas de baja presi3n, estas solo puedan ser probadas con una apertura de entre el 20% y 40% de la válvula reguladora de caudal. Ver en la Figura 5.17 las curvas de BUTU 2 y BUTU 4.

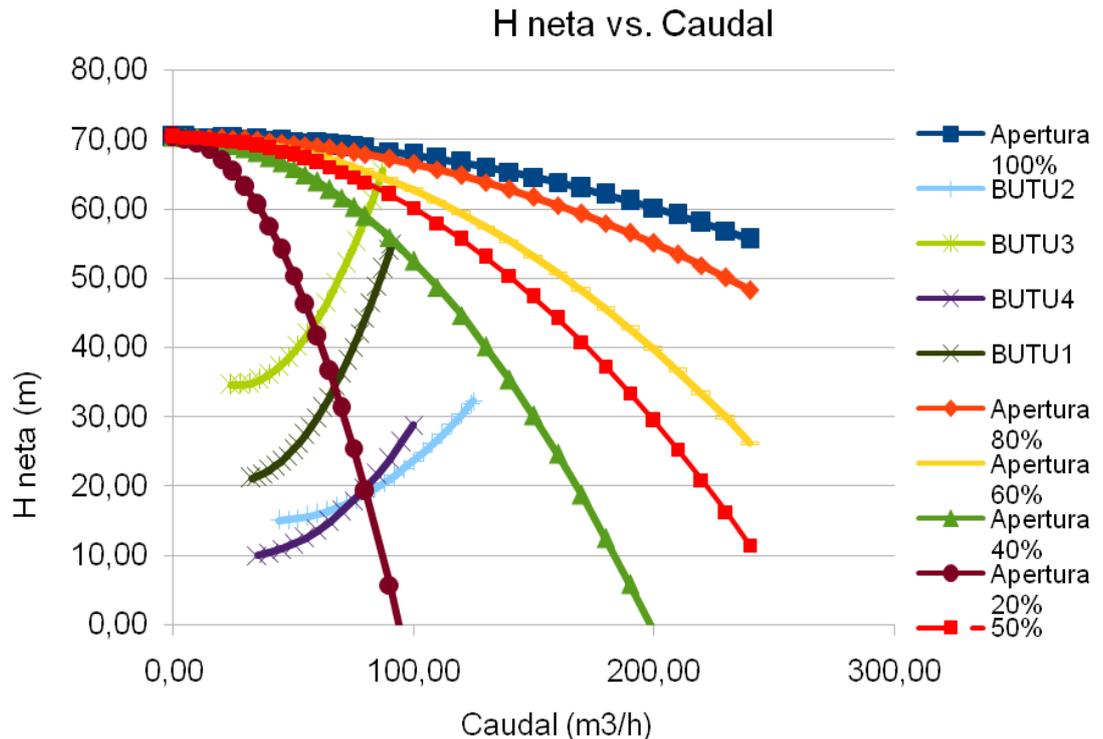


Figura 5. 4 Curvas del Sistema Hidráulico

Es por esto que se propone el uso de una reguladora de presión para que el sistema hidráulico tenga alturas de carga menores.

Se ha seleccionado la reguladora de presión modelo 40WR de Ross Valve.

Diámetro: 8"

Tipo: Modulante

Controlado por: Presión hidráulica.

Localización: En la tubería.

Usos: Para evitar que la presión del desagüe exceda un nivel máximo regulado.

Presión de entrada: Máxima 300 psi (210.9 m.c.a.)

Presión de entrada: Mínima 5 psi (3.51 m.c.a.)

Materiales: Cuerpo de hierro fundido (acerado) con partes internas de bronce.

Dispositivos de control:

Filtro Modelo 5F-2

Válvula de aguja

Piloto Reductor de Presión Modelo 40WR

La válvula reguladora seleccionada permitirá mantener presión constante aguas debajo de la misma. La altura de carga que se regule con este accesorio será la necesaria para realizar las pruebas de las BUTU, la cual se pretenda usar como unidad generadora en un proyecto social.

En la Figura 5.4, se observa que las BUTUs de baja presión solo funcionarían con aperturas pequeñas de la válvula reguladora de caudal, esto mejora con el funcionamiento de la válvula reguladora de presión. En el gráfico 5.5 muestra las curvas del sistema hidráulico cuando la reguladora ha reducido la presión a 35 m.c.a., con esta condición las BUTUs de baja presión pueden operar normalmente con cualquier apertura de la válvula reguladora.

Entonces, reduciendo la presión a un valor adecuado para cada BUTU, se pueden obtener los puntos de operación. Estos puntos se ubican en los cruces de las curvas del sistema hidráulico, con diferentes aperturas de la válvula reguladora, y la curva característica de la BUTU probada.

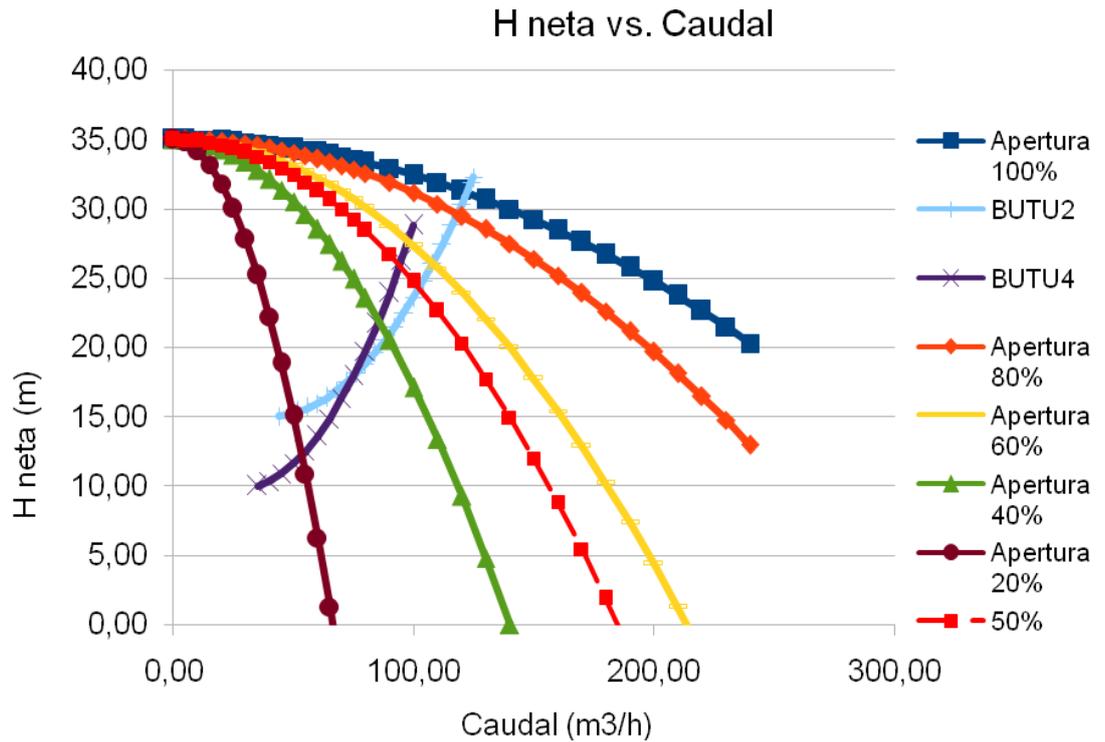


Figura 5. 5 Curvas del Sistema Hidráulico con Reguladora de Presión

5.2.9 SELECCIÓN DE LA REGULADORA DE CAUDAL

Para la regulación del caudal que ingresa a la unidad generadora se ha seleccionado una válvula de aguja operada eléctricamente PAM PN25 estándar de 100mm de diámetro nominal. El coeficiente de pérdida de carga está dado por la Figura 5.6 que se muestra a continuación:

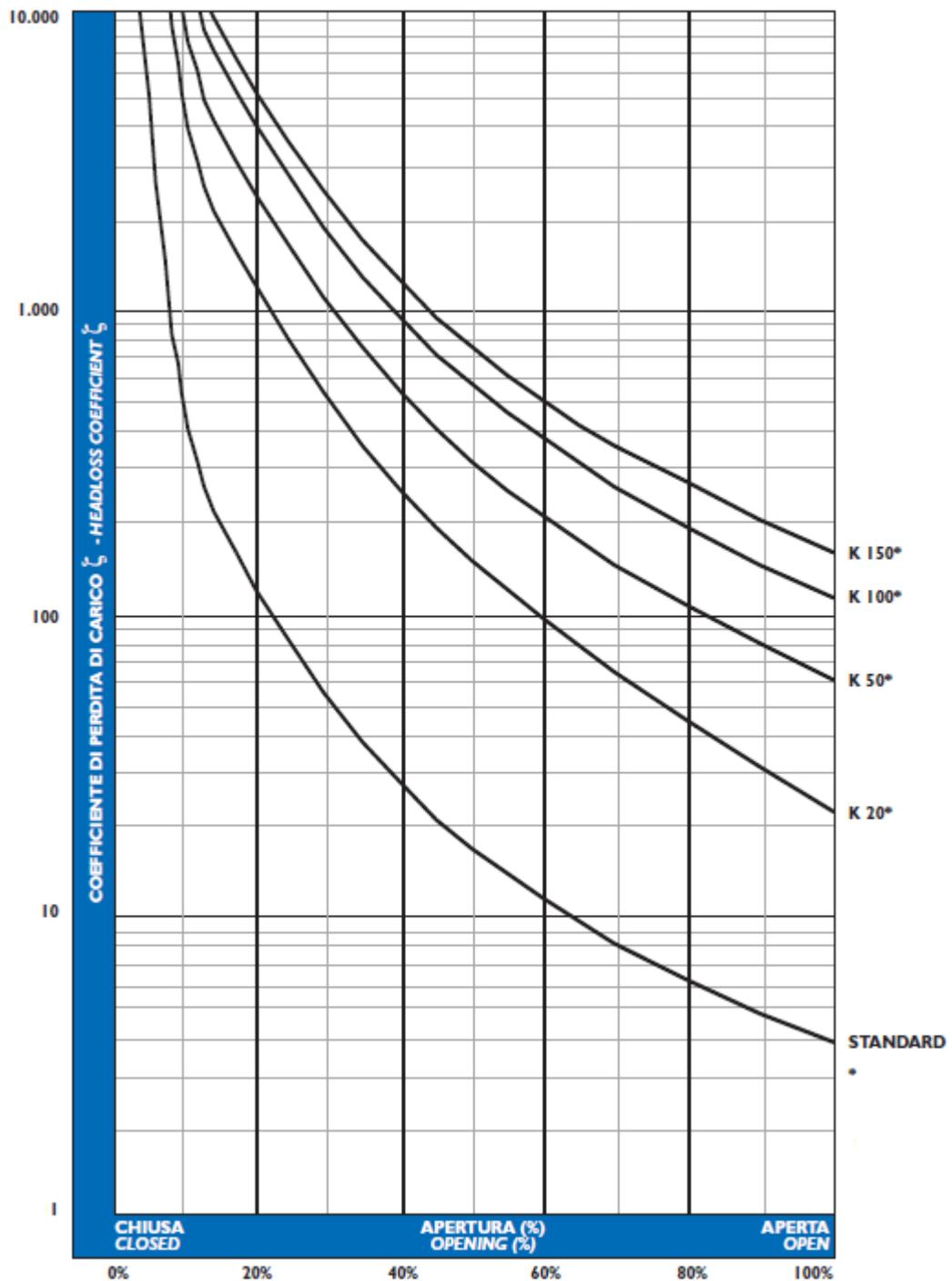


Figura 5.6 Coeficientes de Pérdida para la Válvula Reguladora de Caudal en función de la Apertura; Fuente: Catálogo PAM válvulas de aguja

Fuente: Catálogo PAM, Válvulas de Aguja

Usando los datos de la gráfica anterior, las pérdidas calculadas en tubería y accesorios y fijando la presión necesaria en la reguladora de presión (50m) se obtiene la altura neta sistema hidráulico. La Tabla 5.6 muestra la altura neta del sistema en función del caudal y la apertura de la válvula de

regulación de caudal:

**Tabla 5.6 Altura Neta del Sistema Según Algunas Aperturas de la
Válvula Reguladora de Caudal**

Válvula de Regulación de Caudal (Con actuador Eléctrico)								
Caudal Q m ³ /h	Velocidad m/s	hf tubería m	Hn 100%	Hn 80%	Hn 60%	Hn 40%	Hn 20%	40%
			m	m	m	m	m	m
			$\xi = 4$	$\xi = 6$	$\xi = 12$	$\xi = 28$	$\xi = 125$	$\xi = 26,75$
0,00	0,00	0,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
5,00	0,18	0,00	49,99	49,99	49,98	49,96	49,80	49,96
10,00	0,35	0,00	49,97	49,96	49,92	49,82	49,20	49,83
15,00	0,53	0,00	49,94	49,91	49,83	49,60	48,21	49,62
20,00	0,71	0,00	49,90	49,85	49,69	49,29	46,81	49,32
25,00	0,88	0,00	49,84	49,76	49,52	48,88	45,02	48,93
30,00	1,06	0,00	49,77	49,66	49,31	48,39	42,83	48,47
35,00	1,24	0,00	49,69	49,53	49,06	47,81	40,24	47,91
40,00	1,41	0,00	49,59	49,39	48,78	47,14	37,25	47,27
45,00	1,59	0,00	49,48	49,23	48,45	46,39	33,86	46,55
50,00	1,77	0,00	49,36	49,04	48,09	45,54	30,08	45,74
55,00	1,95	0,00	49,23	48,84	47,69	44,60	25,89	44,84
60,00	2,12	0,00	49,08	48,62	47,25	43,57	21,31	43,86
65,00	2,30	0,00	48,92	48,38	46,77	42,46	16,33	42,80
70,00	2,48	0,00	48,75	48,13	46,25	41,25	10,95	41,64
75,00	2,65	0,00	48,57	47,85	45,70	39,96	5,17	40,41
80,00	2,83	0,00	48,37	47,55	45,10	38,58	-1,00	39,09
90,00	3,18	0,00	47,93	46,90	43,80	35,54	-14,55	36,19
100,00	3,54	0,00	47,45	46,17	42,35	32,15	-29,69	32,95
110,00	3,89	0,00	46,91	45,37	40,74	28,40	-46,43	29,37
120,00	4,24	0,00	46,33	44,49	38,98	24,29	-64,76	25,44
130,00	4,60	0,00	45,69	43,54	37,07	19,83	-84,68	21,18
140,00	4,95	0,00	45,00	42,50	35,00	15,01	-106,20	16,58
150,00	5,31	0,00	44,26	41,39	32,79	9,83	-129,31	11,63
160,00	5,66	0,00	43,47	40,21	30,41	4,30	-154,02	6,35
170,00	6,01	0,00	42,63	38,94	27,89	-1,59	-180,32	0,72
180,00	6,37	0,00	41,74	37,61	25,21	-7,84	-208,21	-5,25
190,00	6,72	0,00	40,79	36,19	22,38	-14,44	-237,70	-11,56
200,00	7,07	0,00	39,80	34,70	19,40	-21,41	-268,78	-18,21
210,00	7,43	0,00	38,75	33,13	16,26	-28,73	-301,45	-25,20
220,00	7,78	0,00	37,66	31,49	12,97	-36,40	-335,72	-32,53
230,00	8,13	0,00	36,51	29,76	9,53	-44,43	-371,58	-40,21
240,00	8,49	0,00	35,31	27,97	5,93	-52,82	-409,04	-48,22

Usando estos datos se puede obtener las curvas del sistema hidráulico, que posteriormente regirán en la selección de la BUTU a usarse.

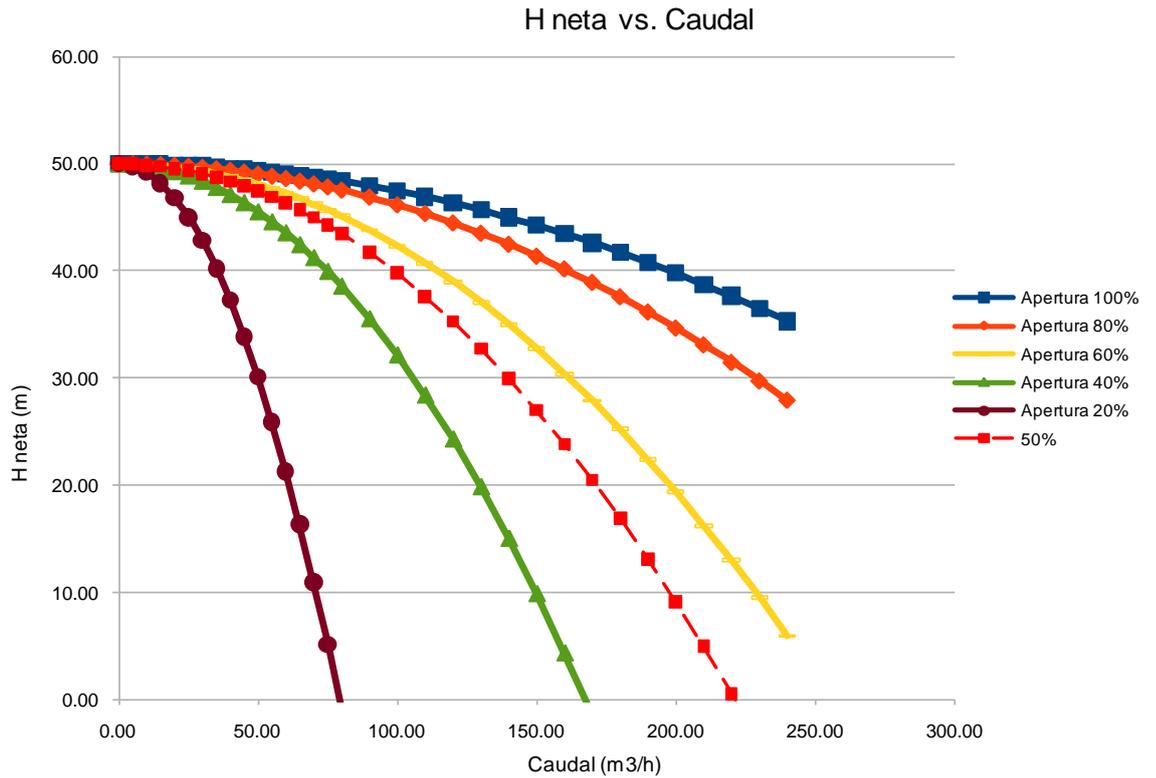


Figura 5.7 Curvas de Altura Neta del Sistema Según Apertura de la Válvula Reguladora de Caudal

Las curvas mostradas en la gráfica anterior muestra la altura neta del sistema hidráulico a diferentes porcentajes de apertura de la válvula reguladora de caudal.

5.2.10 INSTRUMENTACIÓN

De acuerdo al esquema del banco de pruebas, se plantea la utilización de la siguiente instrumentación de campo:

- 01 Medidor de caudal ultrasónico con transmisor de señal (FT 01)
- 02 Medidores de presión (manómetros) con transmisor para registro antes y después de la válvula reductora de presión (PT 01 y PT 02)
- 01 Medidor de velocidad de rotación con transmisor (VT 01)

5.2.11 RED LOCAL DE CONTROL

5.2.11.1 Componentes de Red

El control del proceso de generación en que se incluye el equipo hidromecánico asociado, será realizado a través de una Red de Control Local que tendrá los siguientes componentes:

- PLC de control
- Pantalla táctil con HMI incorporado (GOT: Graphic Operator Terminal)
- Actuador Eléctrico inteligente con tarjeta de comunicaciones y sensor continuo de posición.

5.3 OBTENCIÓN DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UNA BUTU

5.3.1 CON EL BANCO DE PRUEBAS

El procedimiento detallado para esta práctica de laboratorio se lo podrá realizar cuando se haya concluido la construcción y el montaje de las instalaciones del banco de pruebas. Mas se puede hacer una explicación de como se obtienen los datos de curvas.

Al instalar una bomba centrífuga o turbina convencional se puede obtener sus datos a partir de los diferentes sensores o medidores. Como se muestra en el plano TJM-ELC-002, el banco de pruebas consta de: caudalímetro, tacómetro, manómetro, multímetro y el equipo para la regulación o control de velocidad como son el PLC y la válvula con actuador eléctrico.

Por tanto, es posible generar una tabla de datos como la que se muestra a continuación:

Tabla 5. 7 Toma de Datos del Banco de Pruebas

Tabla de Datos de BUTU				
Caudal m ³ /h	Altura m.c.a	Presión PSI	Pot. Generada kW	Velocidad rpm

Donde los datos del caudalímetro y manómetro son tomados antes de la turbina, mientras que la velocidad de rotación se la toma del eje del motor-bomba y la potencia en la salida del motor.

Una vez tomados los datos y procesados se obtiene las gráficas de curvas características de estas máquinas hidráulicas.

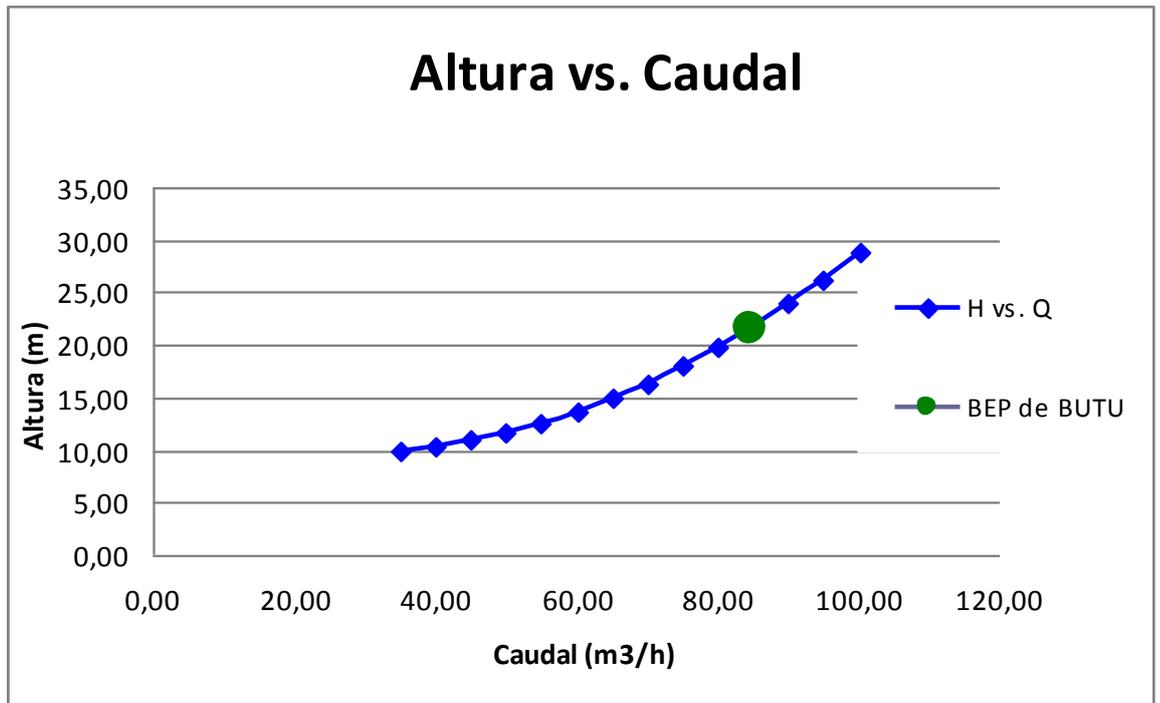


Figura 5. 8 Curva Hn vs. Q de una BUTU

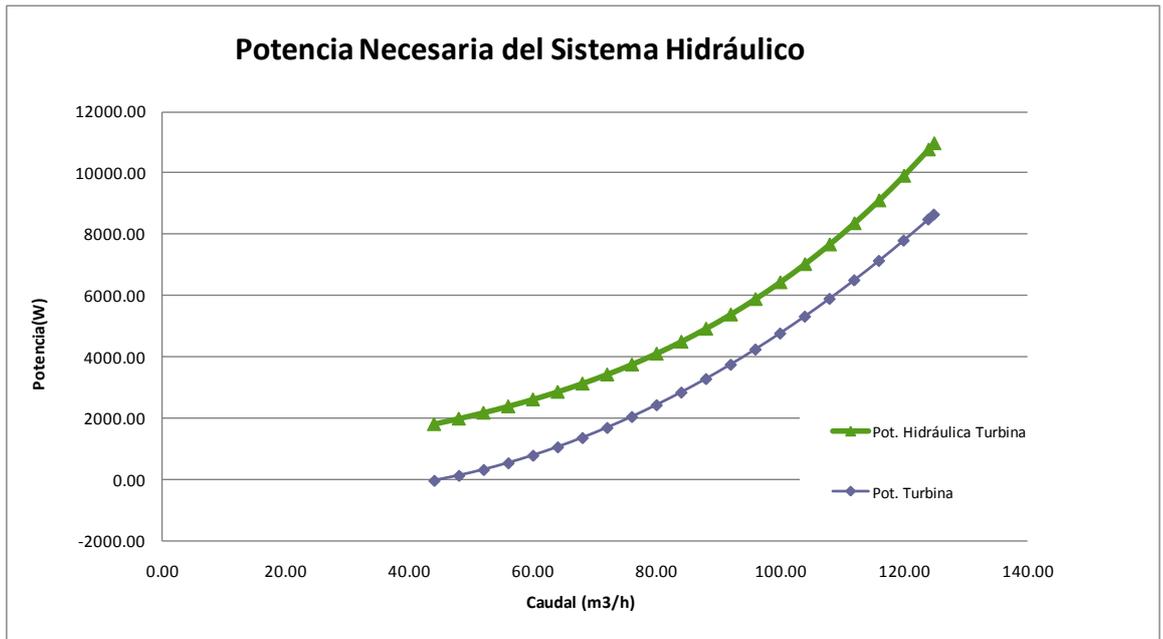


Figura 5. 9 Curva de Potencia Necesaria del Sist. Hidráulico

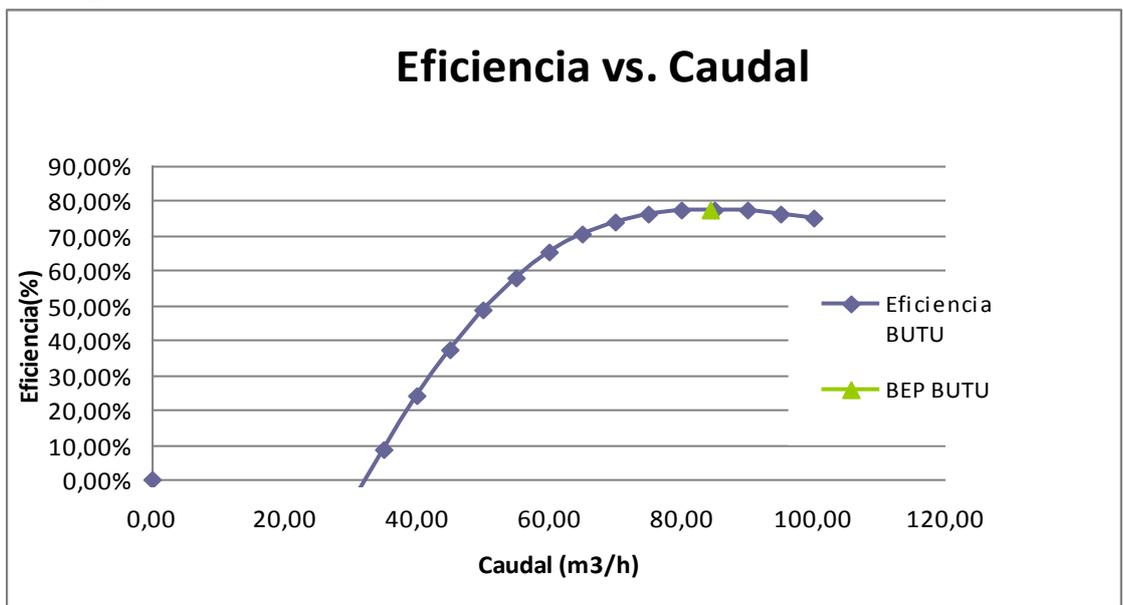


Figura 5. 10 Curva de Rendimiento de una BUTU

Una vez conocidas las curvas características se puede proyectar la utilización de la máquina hidráulica para un correcto desempeño en una mini central.

5.3.2 CONOCIDOS SUS DATOS COMO BOMBA

Cuando son conocidos los datos de curvas características de la bomba que trabajará como turbina, se puede obtener las curvas de

funcionamiento como turbina mediante fórmulas de un método matemático.

En función de predecir el funcionamiento de las BUTUs, se han propuesto varios métodos; los mismos están basados principalmente en:

- Considerar la geometría de la máquina
- Considerar el funcionamiento como bomba.
- Consideraciones basadas en ambos métodos.

Dado que resulta difícil que los usuarios de BUTUs tengan acceso a los detalles geométricos de un rango de máquinas, los datos disponibles más reales son los obtenidos a partir del funcionamiento como bomba, y más específicamente los del punto de máxima eficiencia (PME).

Uno de los métodos de predicción que hoy se dispone fue el publicado en una tesis de doctorado en Inglaterra, donde se mostró que da buenos resultados y mejores que aquellas obtenidas a partir de las formulas publicadas desde la década del 50'. Este método, que se resume aquí, divide a las bombas en tres categorías con características de funcionamiento como turbinas bien diferenciadas: bombas de succión (centrífugas y multietapas), bombas de doble succión, y bombas verticales de alta velocidad específica.

Si bien las bombas de las últimas dos categorías han sido usada de manera exitosa como turbinas, existen varios informes que tratan la operación como ineficiente o inestable, y además hay poca información referente a ellas. Por lo tanto, se sugiere que solo las formulas propuestas son para la primera categoría y permitirá una predicción confiable de una BUTUs.

Las mismas fueron desarrolladas por regresión, a partir de datos experimentales obtenidos de 41 bombas cuyo funcionamiento en ambos modos se ha publicado en una gran variedad de fuentes, y requieren los siguientes datos: el caudal (Q_p) la altura (H_p) y la eficiencia (h_p) del

punto de máxima eficiencia como bomba, a una determinada velocidad (ω^{\wedge}_p). El acento “^” significa el punto de máxima eficiencia (PME).

Otros datos útiles a considerar, son el costo de la bomba, así como su máxima velocidad permisible. Por ejemplo si la máxima velocidad recomendada como bomba es 1750 RPM se puede suponer una ω máx relativamente mayor -por ej. 1850 RPM, pero no mucho mayor, a menos que se pueda averiguar consultando a los fabricantes cual es el ω máx real.

Primero se calcula la velocidad específica adimensional como bomba Ω_p :

$$\Omega_p = \frac{\omega_p^{\wedge} [RPM] * \sqrt{Q_p^{\wedge} [m^3 / s]}}{1673 * (H_p^{\wedge} [m])^{\frac{3}{4}}} \quad (5.3)$$

Después se calcula el PME como turbina (altura, caudal, y eficiencia), para la misma velocidad de rotación

$$\omega^{\wedge}_* = \omega^{\wedge}_p \quad (5.4)$$

que se usó para los datos del funcionamiento como bomba (se usa el subíndice * para representar el punto de operación como turbina). Nótese que la eficiencia debe estar en forma decimal (y las otras magnitudes en las unidades que se prefieran):

$$H_*^{\wedge} = 1.21 H_p^{\wedge} \eta_p^{\wedge -0.80} [1 + (0.60 + \ln \Omega_p)^2]^{0.30} \quad (5.5)$$

$$Q_*^{\wedge} = 1.21 Q_p^{\wedge} \eta_p^{\wedge -0.25} \quad (5.6)$$

$$\eta_*^{\wedge} = 0.95 \eta_p^{\wedge 0.70} [1 + (0.50 + \ln \Omega_p)^2]^{-0.25} \quad (5.7)$$

Las ecuaciones (5.5) y (5.6) muestran que, para operar en el punto óptimo (“^”) y a la misma velocidad, el funcionamiento como turbina requiere de una altura y un caudal mucho mayores (de 20% a 60%) que como bomba. Por último, utilizando estos valores, se calcula la potencia en el eje (P^{\wedge}_*); potencia que se va a necesitar mas adelante.

Las siguientes ecuaciones sirven para predecir el funcionamiento de la BUTUs fuera del PME. Primero se obtienen dos parámetros adimensionales llamados E_T y E_{2T} (que miden respectivamente la pendiente y la curvatura de la curva característica de altura vs. caudal en el PME como turbina):

$$E_T = 0.68 + 1.20\sqrt{\Omega_p} \quad (5.8)$$

$$E_{2T} = 0.76 + 2.10\sqrt{\Omega_p} \quad (5.9)$$

y después se calculan los siguientes cinco coeficientes:

$$A_H = \frac{E_{2T} H_*^\wedge}{2 Q_*^\wedge{}^2} \quad (5.10)$$

$$B_H = (E_T - E_{2T}) \frac{H_*^\wedge}{Q_*^\wedge \omega_*^\wedge} \quad (5.11)$$

$$C_H = (1 - E_T + \frac{E_{2T}}{2}) \frac{H_*^\wedge}{\omega_*^\wedge{}^2} \quad (5.12)$$

$$A_P = E_T \frac{P_*^\wedge}{Q_*^\wedge{}^2 \omega_*^\wedge} \quad (5.13)$$

$$B_P = (1 - E_T) \frac{P_*^\wedge}{Q_*^\wedge \omega_*^\wedge{}^2} \quad (5.14)$$

Y así el resultado es un modelo matemático completo del funcionamiento de una bomba que es usada como turbina:

$$H_T = A_H Q_T^2 + B_H Q_T \omega_T + C_H \omega_T^2 \quad (5.15)$$

$$P_T = A_P Q_T^2 \omega_T + B_P Q_T \omega_T^2 \quad (5.16)$$

Utilizando este modelo, se puede predecir cualquier punto de operación de la turbina proporcionando dos ecuaciones complementarias y resolviendo el sistema. Esta es la regla de las turbinas de geometría fija tales como son las BUTUs.

5.3.2.1 Alternativas de Bombas Centrífugas

A continuación se muestran algunas bombas que en función de sus características técnicas y económicas se puede seleccionar a una de ellas para el diseño una vez conocida la máquina hidráulica que mejor opere en modo turbina para las condiciones del sistema.

Bomba 1

Marca/Modelo: Mark/SF-68-37
Costo: 1350 \$
Potencia: 10 HP
D impulsor: 152 mm
r.p.m: 3500 rpm

Bomba BEP

Eficiencia BEP= 81,10%
Altura= 32,48 m
Caudal= 65 m³/h
 $\Omega_p = 0,653$

Bomba 2

Datos de la Bomba

Marca/Modelo: Flowserve/4x3x13F D824
Costo: 2184 \$
Potencia: 10 HP
D impulsor: 315 mm
r.p.m: 1750 rpm

Bomba BEP

Eficiencia BEP= 76,78%
Altura= 21,38 m
Caudal= 96 m³/h

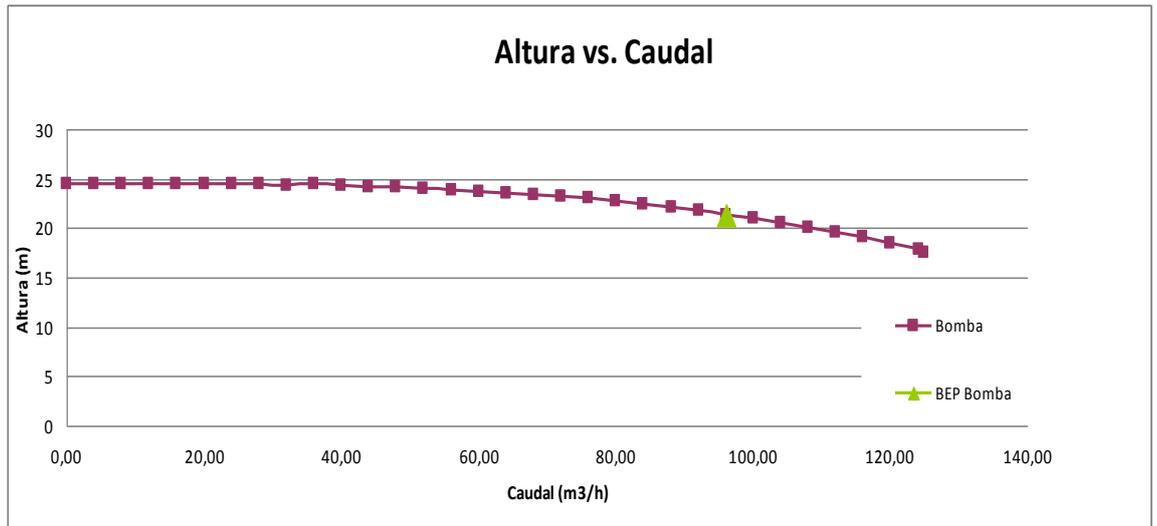


Figura 5. 11 Curva Hn vs. Q de Bomba 2

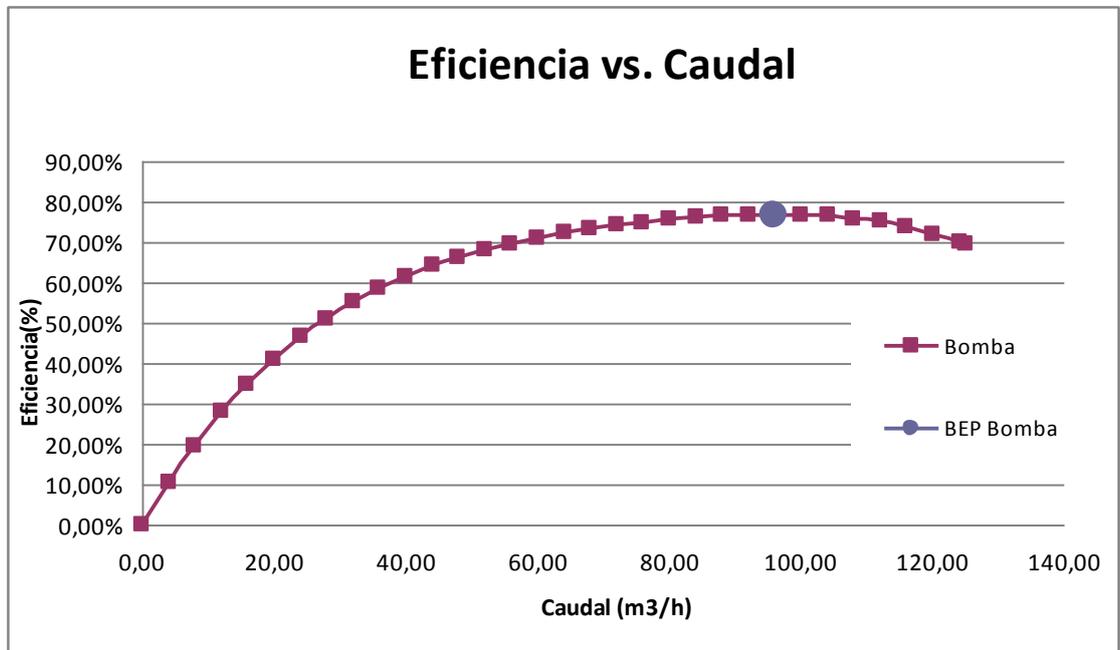


Figura 5. 12 Curva Eficiencia vs. Q de Bomba 2

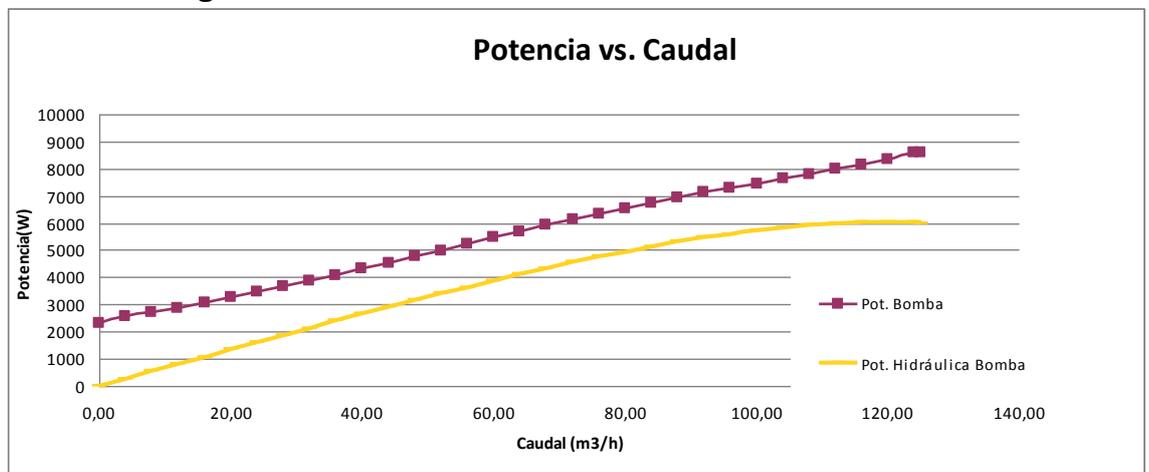


Figura 5. 13 Curva Potencia vs. Q de Bomba 2

Bomba 3

Datos de la Bomba

Marca/Modelo: Flowserve/3x2x13F D824

Costo: 1856 \$

Potencia: 13,2 HP

D impulsor: 279,4 mm

r,p,m: 1770 rpm

Bomba BEP

Eficiencia BEP= 62,84%

Altura= 34,39 m

Caudal= 64 m³/h

Bomba 4

Datos de la Bomba

Marca/Modelo: Mark/VOH3-10

Costo: 1552 \$

Potencia: 10 HP

D impulsor: 176 mm

r,p,m: 1750 rpm

Bomba BEP

Eficiencia BEP= 74,97%

Altura= 14,1 m

Caudal= 65 m³/h

Bomba 5

Datos de la Bomba

Marca/Modelo: Flowserve/5x4x15F D824

Costo: \$

Potencia: 75 HP

D impulsor: 348 mm

r,p,m: 1750 rpm

Bomba BEP

Eficiencia BEP= 67,45%

Altura= 53,3 m

Caudal= 176 m³/h

5.3.2.2 Inversión de las Bombas Seleccionadas

Usando las fórmulas (5.15) y (5.16) se puede obtener el punto de mayor eficiencia de la bomba centrífuga cuando opera en modo turbina. De esta manera se muestran los resultados de las bombas antes mencionadas:

BUTU 1

Turbina BEP

Eficiencia BEP= 81,93%
Altura= 46,89 m
Caudal= 82,88 m³/h
Potencia= 11,79 HP

BUTU 2

Turbina BEP

Eficiencia BEP= 78,72%
Altura= 31,96 m
Caudal= 124,09 m³/h
Potencia= 11,56 HP

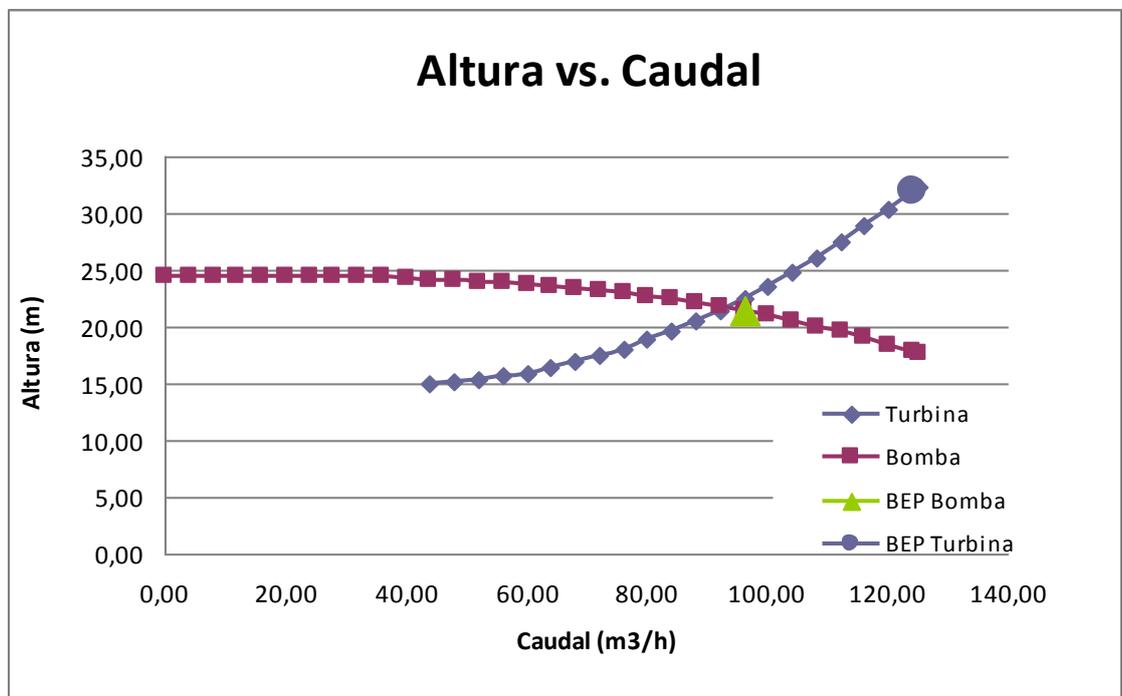


Figura 5. 14 Curvas de Hn vs. Q Modo Bomba y Turbina

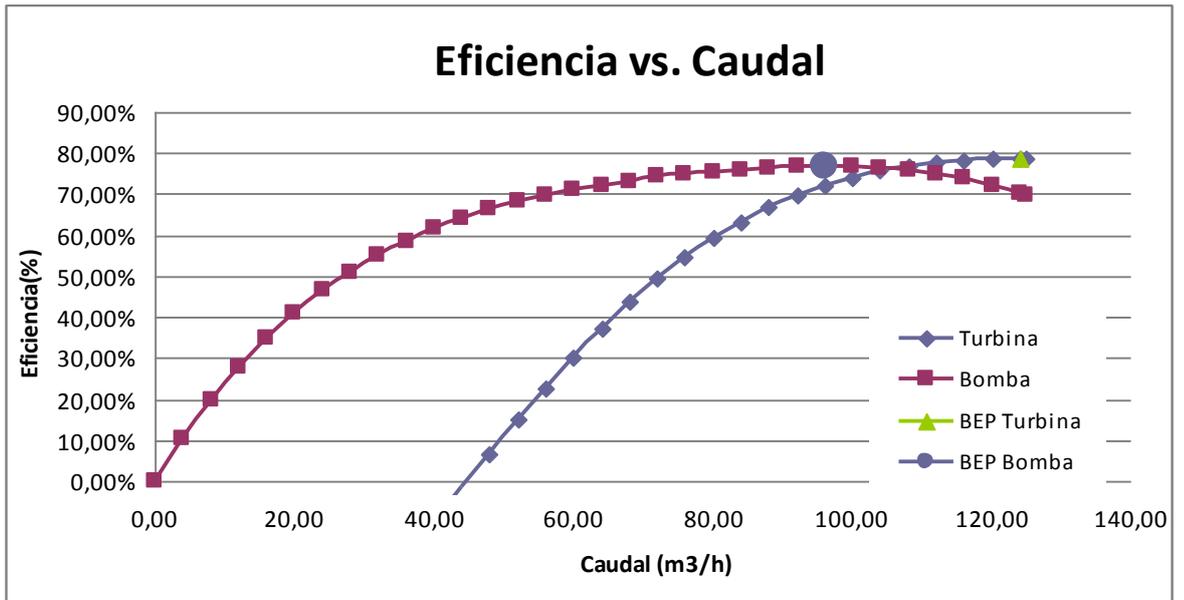


Figura 5.15 Curvas de Eficiencia vs. Q Modo Bomba y Turbina

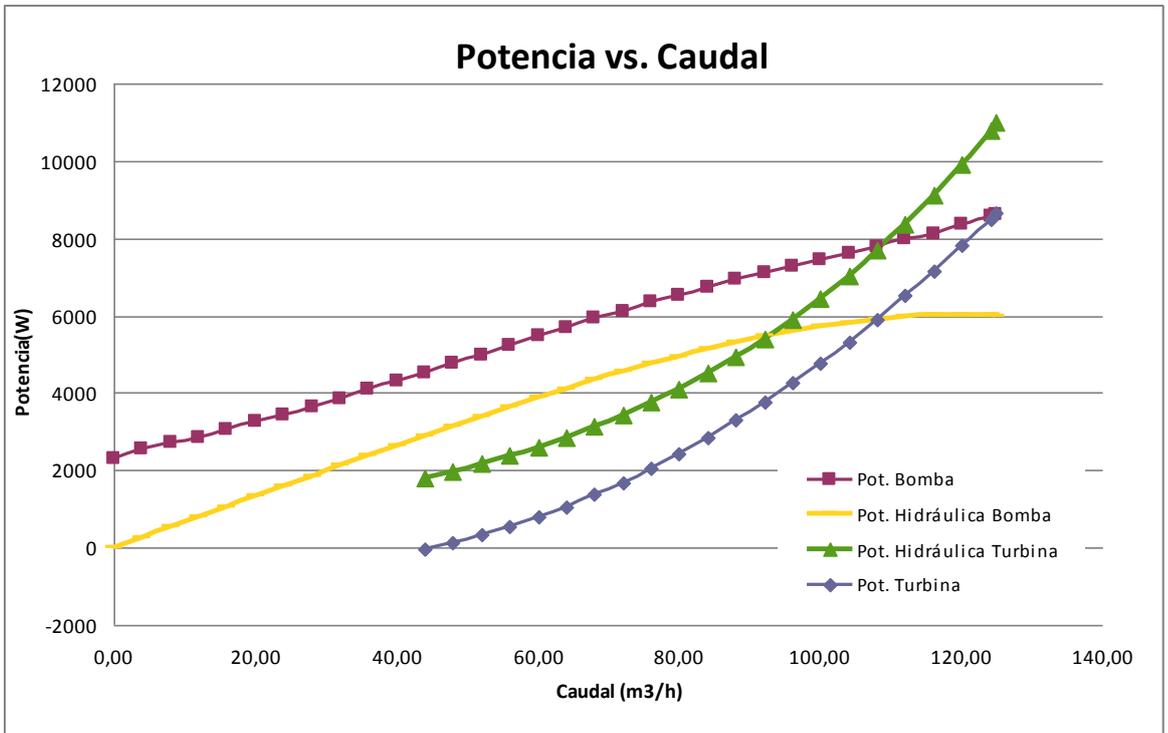


Figura 5.16 Curvas de Potencia vs. Q Modo Bomba y Turbina

BUTU 3

Turbina BEP

Eficiencia BEP= 62,73%
 Altura= 65,45 m
 Caudal= 86,98 m³/h
 Potencia= 13,23 HP

BUTU 4

Turbina BEP

Eficiencia BEP=	77,65%
Altura=	21,56 m
Caudal=	84,52 m ³ /h
Potencia=	5,24 HP

BUTU 5

Turbina BEP

Eficiencia BEP=	68,31%
Altura=	92,25 m
Caudal=	234,99 m ³ /h
Potencia=	54,84 HP

A continuación se muestra las curvas de altura vs. caudal de cada una de las máquinas hidráulicas seleccionadas operando en modo turbina.

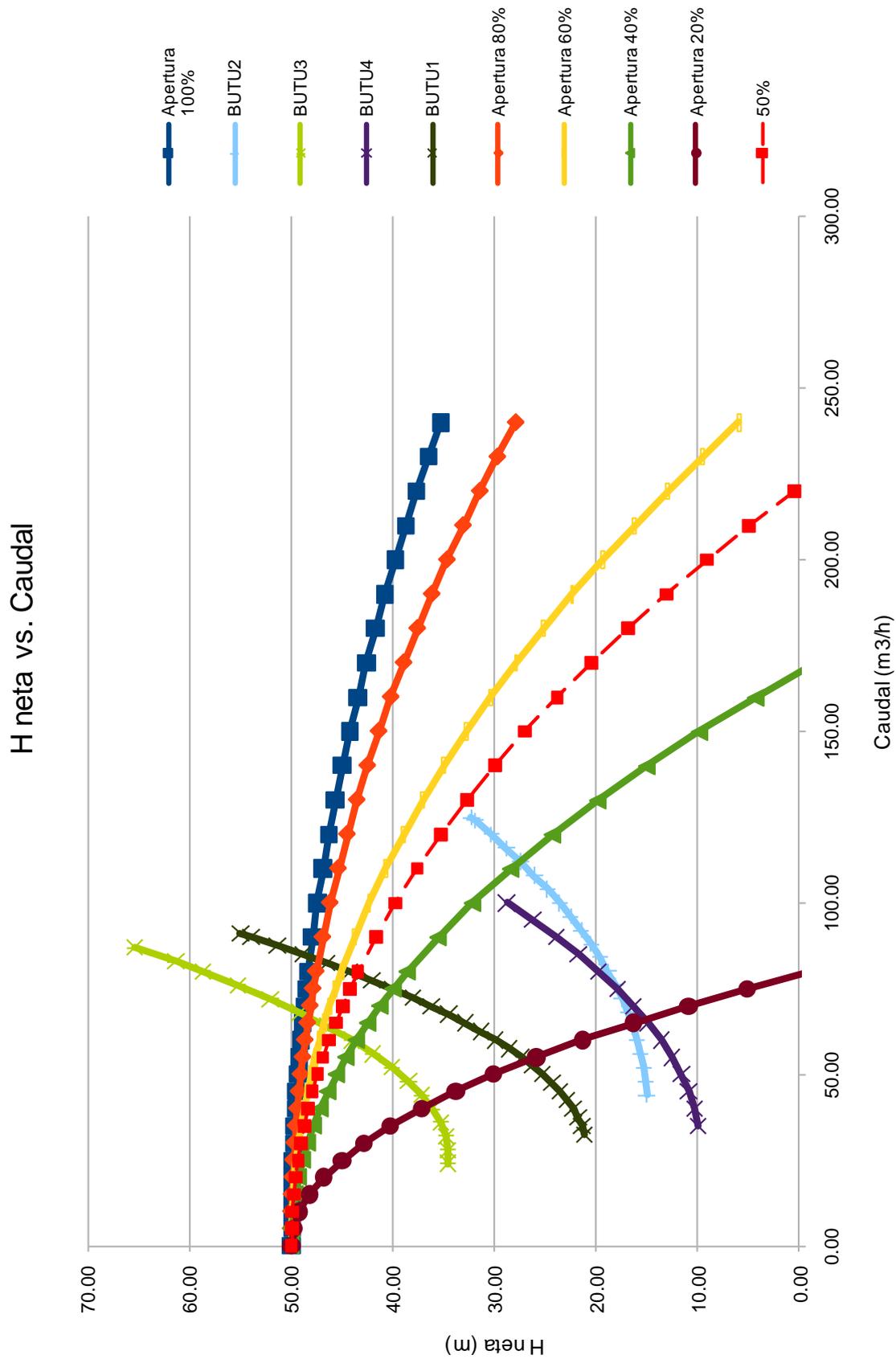


Figura 5. 17 Curvas de Altura Neta del Sistema y Curvas de Operación de BUTUs

Se observa que todas las BUTUs que fueron seleccionadas operan dentro de su propio rango del sistema hidráulico, sin embargo, el punto de operación de la máquina hidráulica se encuentra en la intersección de las curvas (H vs. Q) del sistema hidráulico y la curva de la BUTU, para una determinada apertura de la válvula regula de caudal.

Se debe procurar que los puntos de operación de las turbinas, en este caso de las BUTUs, sea lo más próximo posible al punto máximo de eficiencia (PME) como turbina.

Puntos de Operación del Sistema Hidráulico y BUTUs

La respuesta de las BUTUs a la apertura de la válvula reguladora de caudal se muestra en las siguientes gráficas. Las tablas de datos correspondientes a las gráficas se muestran en el Anexo 2.

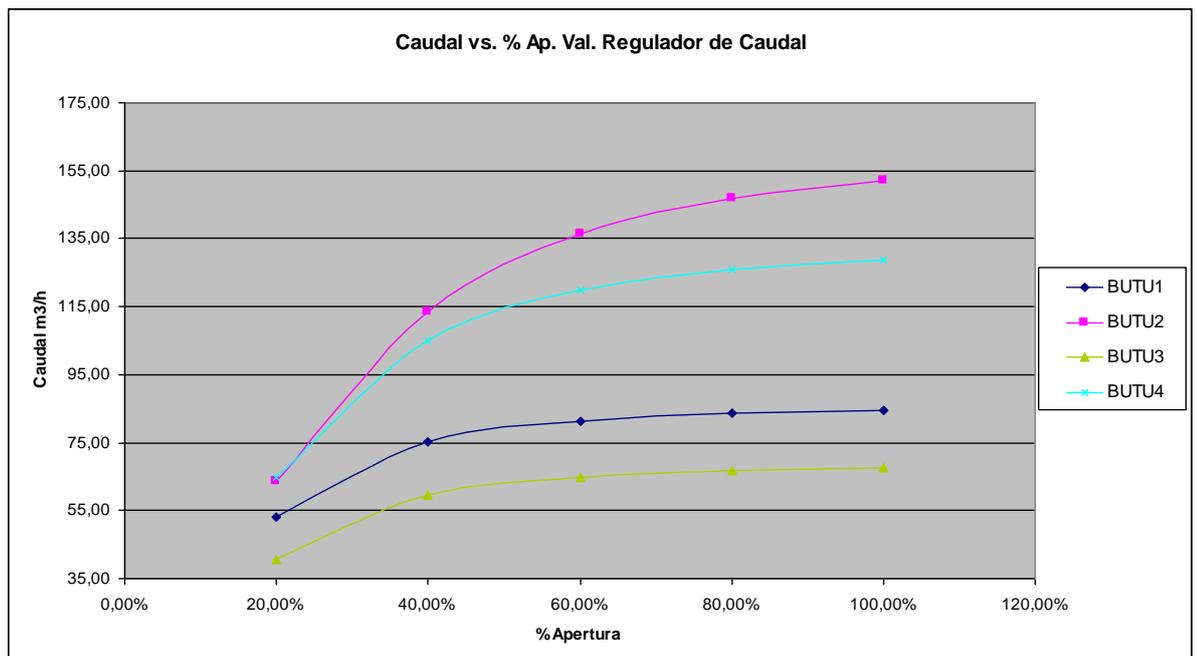


Figura 5. 18 Curvas de Caudal vs. % de Apertura de la Válvula de las diferentes BUTUs

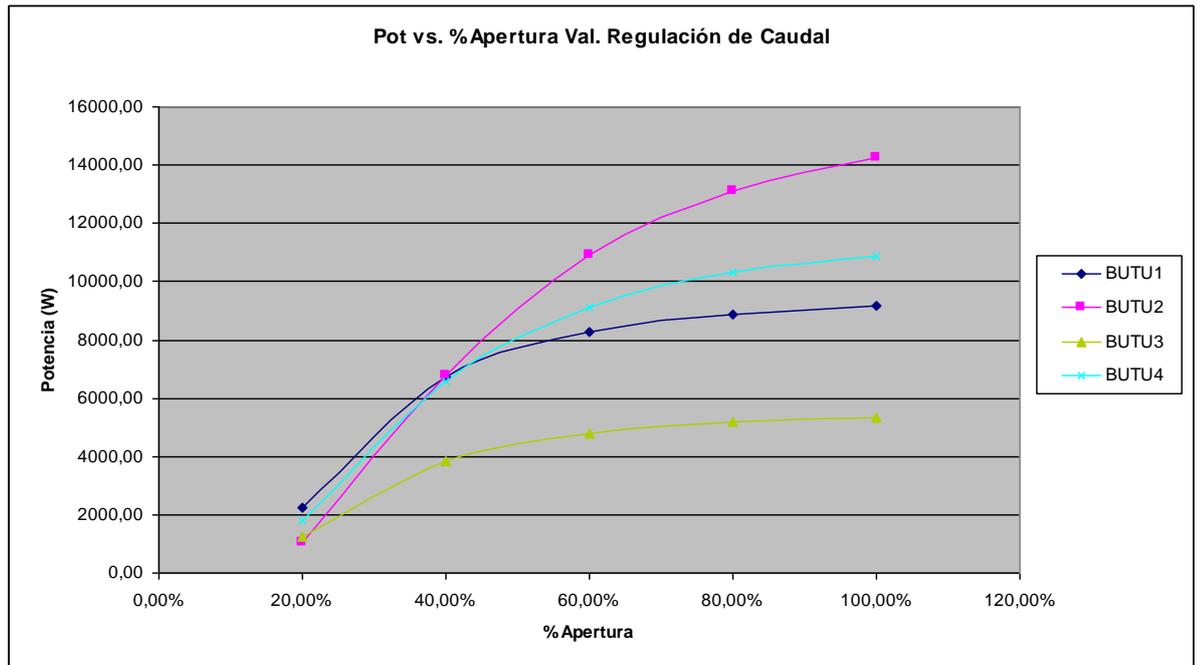


Figura 5. 19 Curvas de Potencia vs. % de Apertura de la Válvula de las Diferentes BUTUs

Ejemplo de cálculo (BUTU 2) para los puntos de operación:

Se halla la ecuación $H_{neta}=f(Q)$ que rige el comportamiento de la BUTU, utilizando la metodología antes indicada.

$$H_{neta} = 0.0024 * Q^2 - 0.1914 * Q + 18.838 \quad (5.17)$$

Luego, se obtiene la ecuación de Altura Neta del sistema hidráulico.

$$H_{neta_sist.} = H_{bruta} - H_{pérdidas} \quad (5.18)$$

$$H_{bruta} = 50m$$

$$H_{pérdidas} = \xi * \frac{v^2}{2 * g} \quad (5.19)$$

$$\xi = 3.2625 * (% Apertura)^{-2.2961} \quad (5.20)$$

entonces como ecuación del sistema:

$$H_{neta_sist.} = 50 - 3.2625 * (% Apertura)^{-2.2961} * \frac{\left(\frac{4 * Q}{\pi * D^2 * 3600} \right)^2}{2 * 9.81}$$

donde,

$D=0.1$ m; correspondiente al diámetro de la válvula de regulación de caudal.

Por último, al tener un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas, se puede obtener la tabla siguiente con los diferentes puntos de operación de la BUTU 2 dentro del sistema hidráulico diseñado, los mismos corresponden a varias aperturas de la válvula reguladora de caudal.

Tabla 5. 8 Caudal de operación para las BUTUs

BUTU #	Caudal m ³ /h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
2	152,00	45,19	14278,72	100,00%	45,19	0,00
	146,89	42,51	13107,51	80,00%	42,51	0,00
	136,57	37,46	10907,68	60,00%	37,46	0,00
	113,50	28,03	6773,91	40,00%	28,03	0,00
	63,39	16,35	1034,05	20,00%	16,35	0,00

Las tablas de datos de inversión de cada BUTU, junto con las gráficas de potencia, eficiencia y altura de presión para cada máquina hidráulica, se encuentran en el Anexo 3.

5.4 PREDISEÑO DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA

5.4.1 HIDRÁULICO – MECÁNICO

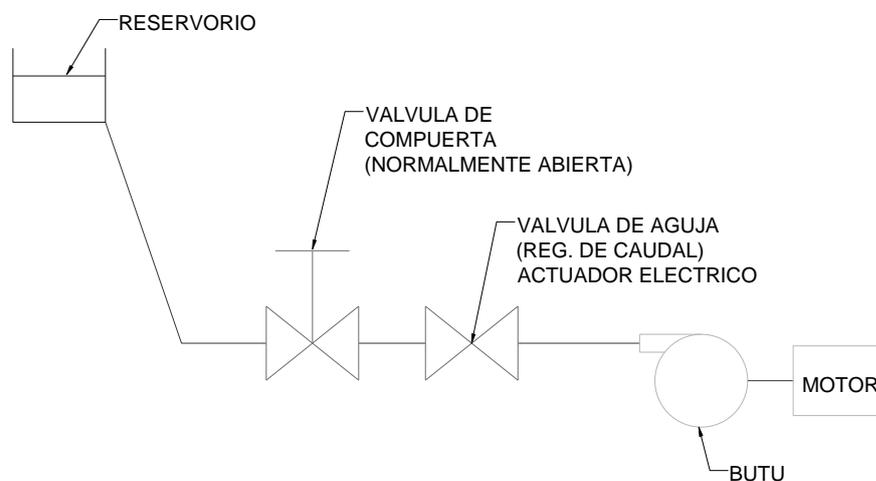


Figura 5. 20 Esquema de la Micro Central Hidroeléctrica

Debido a que el banco de pruebas no tiene un ingreso económico contable con el que se pueda realizar un análisis económico-financiero, se plantea el pre diseño de una micro central hidroeléctrica para ser instalado en campo.

Para esta micro central se tomará en cuenta las obras de captación, conducción y generación.

La captación consta de un pequeño tanque de carga de 2.57 m^3 que actuará como desarenador y para que a la tubería de conducción no ingresen objetos que puedan deteriorar la unidad generadora, se coloca una malla a manera de rejilla.

La conducción cuenta con una tubería de 40 m de PVC, con un diámetro de 4". Esta llevará al agua hasta la casa de máquinas donde se encuentra la unidad generadora y su sistema de regulación o control de frecuencia.

A diferencia del banco de pruebas diseñado anteriormente, es este caso no se coloca una reductora de presión. Para una micro central existirá una sola unidad generadora y por tanto la BUTU colocada será seleccionada específicamente según las condiciones del sistema hidráulico que se pueda disponer en el lugar específico. Es decir, de acuerdo al caudal y altura neta disponibles se seleccionará la BUTU adecuada.

Los datos para el pre diseño de esta micro central son:

h bruta	42.2	m
hf tubería	4.75	m
Di válvula	0.1	m
Caudal	0.03	m^3/s

Se procede de la misma forma que con el banco de pruebas para los cálculos de la MCH.

Tabla 5. 9 Pérdidas de Carga en la Micro Central

Pérdidas en la Tubería y Accesorios							
Descripción	Caudal	Diam.	Velocidad	Long.	Apertura	Coef.	hf
	m ³ /s	m	m/s	m	%	-	m
Tubería	0.03	0.11	3.58	40	-	140	4.03
Pérdidas localizadas							
Ingreso a la tubería	0.03	0.11	3.58	-	-	0.2	0.13
Codo superior	0.03	0.11	3.58	-	-	0.2	0.13
Ingreso Valv. De Compuerta	0.03	0.11	3.58	-	-	0.5	0.3262
Valv. De compuerta	0.03	0.1	4.33	-	100.00%	0.02	0.0191
Tubería Casa de máquinas	0.03	0.11	3.58	1	-	130	0.12
Pérdida Total =							4.75

Por tanto la altura neta es la diferencia de la altura bruta y las pérdidas.

$$H_n = 37.45 \text{ m}$$

De las bombas que se han determinado las curvas características como turbina a partir de su funcionamiento como bomba se selecciona la BUTU2 para continuar con el diseño. En los cruces de las curvas del sistema hidráulico, las cuales corresponden a las diferentes aperturas de la válvula reguladora de caudal, con la curva de funcionamiento de BUTU tenemos los puntos de operación de la BUTU:

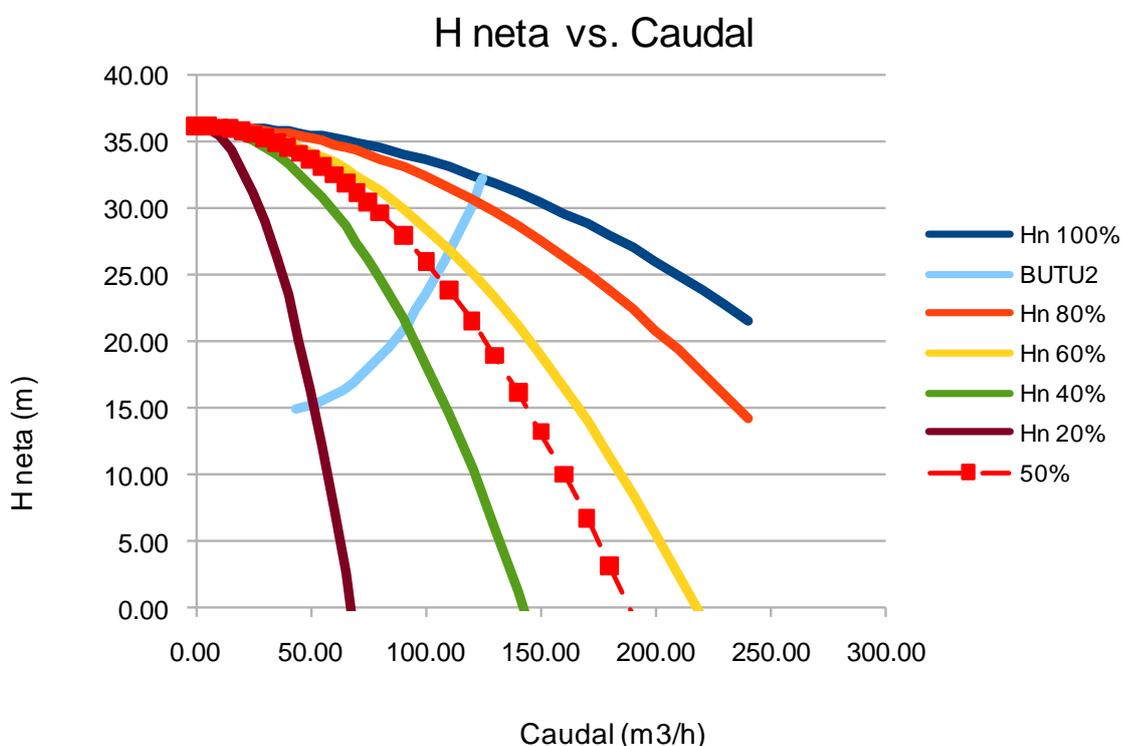


Figura 5. 21 Curvas de Hn vs. Caudal de l Sist. Hidráulico y BUTU

5.4.2 ELÉCTRICO

Varias opciones existen para el diseño del sistema eléctrico a ser instalado con una BUTU. Algunas decisiones deben ser tomadas concernientes al tipo de generador, número de fases y al tipo de control a ser usado.

5.4.2.1 Selección del Tipo de Motor y del Número de Fases

Casi todas las bombas del mercado están disponibles con un motor de inducción acoplado directamente, el mismo que puede ser usado como un generador de auto excitación. Una unidad generadora convencional; turbina – generador es al menos tres veces más costosa que una BUTU (bomba y motor acoplado). Bombas con motores de inducción son por lo general mucho más fáciles de obtener, especialmente en países menos desarrollados. El rotor es más fuerte que en un generador sincrónico, y no puede ser dañado inclusive si la carga del generador es desconectada y la velocidad de la turbina llega al embalamiento. Otra de las ventajas de un motor de inducción es que no puede ser quemado a través de la sobrecarga, ya que simplemente pierde la excitación y dejan de generar en estas condiciones.

Para sistemas más pequeños (menos de 15 kW), se recomienda utilizar un solo sistema de distribución de fase, a menos que energía trifásica sea necesaria para los motores. Sin embargo, para largas líneas de transmisión, la utilización de distribución trifásica puede reducir el costo del cable de hasta un 70%. Si el generador se encuentra a más de 500 metros de las cargas principales, transmisión trifásica debe ser considerada.

La transmisión monofásica tiene la ventaja de no necesitar que las cargas se dividan en tres partes iguales, lo que puede ser difícil de lograr. Motores monofásicos sincrónicos se disponen de hasta 15 kW, pero solo las máquinas de inducción monofásicas no están normalmente disponibles para los productos de más de 5 kW. Una alternativa es utilizar un motor de

inducción de tres fases con una sola salida de fase, utilizando el "C-2C" de conexión como se muestra en la Figura 5.22. Aquí, la carga está conectada a una sola fase, mientras que las corrientes en el motor están equilibradas (para un valor particular de carga). Incluso para las potencias de menos de 5 kW, un motor trifásico conectado en esta forma es más apropiado que una unidad de una sola fase. Una máquina monofásica probablemente sea más caro, pero menos eficiente, y no es recomendable. Se debe tomar en cuenta que para la C-2C respecto, la máquina de inducción debe estar conectada para 220/240 V delta, si esta es la única tensión de fase necesaria.

El tamaño de los condensadores determina la tensión y la velocidad a la que el generador funcione. Como un ejemplo, un generador de 1,1 kW necesita de condensadores de 25 a 50 μF . Si se aumenta la capacitancia, el motor operará a una velocidad mayor o menor tensión.

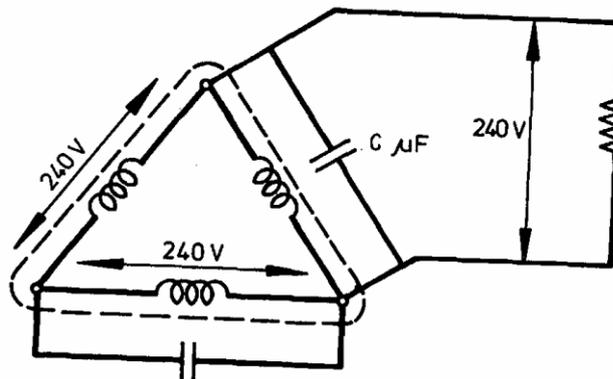


Figura 5. 22 Salida Monofásica de un Generador de Inducción Trifásico

Fuente: Arthur Williams, Guía de Usuario de Bombas Como Turbinas, 2da. ed.

5.4.2.2 Velocidad del Motor

Los generadores sincrónicos operan a una velocidad fija que se conoce como la velocidad de sincronismo. Esto puede ser calculado a partir de la frecuencia eléctrica y el número de polos:

$$N_s = \frac{120}{p} * f \quad (5.21)$$

donde:

p: es el número de polos

f: es la frecuencia eléctrica (usadamente 50 o 60 Hz)

Ns: es la velocidad de sincronismo.

Los motores de inducción operan a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad de sincronismo.

La velocidad del motor, Nm, está dada por la ecuación:

$$N_m = \frac{120}{p} * f * (1 - s) \quad (5.22)$$

donde s es la pequeña fracción (0,02 - 0,05) por el que la velocidad del motor es inferior a la velocidad de sincronismo, que se conoce como deslizamiento.

Cuando un motor de inducción se convierte para el uso como un generador, se encuentra ligeramente por encima de la velocidad de sincronismo:

$$N_{gen} = \frac{120}{p} * f * (1 + s) \quad (5.23)$$

Las ecuaciones dadas anteriormente se pueden combinar para dar una relación entre el generador y la velocidad del motor:

$$N_{gen} = \frac{240 * f}{p} \quad (5.24)$$

Bombas centrífugas estándar se presentan normalmente con la opción de un motor de 2 o 4 polos. Motores de 6 polos tendrían que ser construidos especialmente y son mucho más caros. Velocidades de operación del generador de inducción típica se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5. 10 Motor de Inducción Típica y Velocidades de Operación del Generador

Polos	50 Hz motor	50 Hz generador	60 Hz motor	60 Hz generador
2	2900	3100	3500	3700
4	1450	1550	1750	1850
6	950	1050	1150	1250

5.4.3 CONTROL DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

La forma más sencilla de los sistemas eléctricos para micro-hidroeléctricas son los que tienen una carga eléctrica fija. Este tipo de sistema se utiliza comúnmente en los países en desarrollo, donde el generador es a menudo utilizado para el suministro de luces de unas pocas horas cada noche. Todas las luces se encienden al mismo tiempo y se desactivan al mismo tiempo, de modo que la carga en la turbina es constante, y la velocidad y la tensión se mantienen estables.

La tensión y la frecuencia producida por el generador deben ser controladas con el fin de proteger el equipo que se está suministrando. El tipo de equipo conectado a una aldea esquema de micro-centrales hidroeléctricas en un país en desarrollo es poco probable que resulte dañado si el voltaje se mantiene dentro del rango de -25% a +10%, y la frecuencia de valor nominal de hasta 5% por encima del valor nominal. Si las cargas son sólo de resistencia (luces, calentadores, etc), entonces la frecuencia se puede permitir que varíe mucho más. Sistemas de carga fija son baratas y fáciles de instalar pero tienen la desventaja de ser inflexible. Además de la opción de carga fija, mencionado anteriormente, hay cuatro maneras de controlar un generador de micro central. De ellas, regidor mecánico no es adecuado para un sistema BUTU, porque no hay control de flujo en la turbina. Las otras tres opciones se describen a continuación.

A. Manejo Manual Mecánico de la Turbina

Esto requiere a alguien para ajustar la válvula de compuerta de acuerdo a los cambios en la tensión del generador y la frecuencia. Con un motor de inducción, ya que no hay peligro de sobrecarga, este tipo de control puede ser utilizado.

B. Control Electrónico de Carga

Este tipo de control mantiene la carga sobre la constante del generador mediante la desviación de la capacidad de repuesto en cargas de "balastro", a fin de permitir otras cargas que estén encendidas y apagadas. Este tipo de control se puede utilizar para un generador sincrónico o un generador de inducción. El generador sincrónico requiere un

regulador automático de tensión (AVR), así como un controlador de carga electrónica (ELC), mientras que un generador de inducción requiere de un único controlador conocido como controlador de generador de inducción (IGC).

Las cargas de lastre deben ser puramente resistentes, y pueden ser utilizados para la calefacción, electricidad de secado o calentamiento de agua. Estas cargas de balastro pueden necesitar ubicarse junto al controlador a fin de eliminar la interferencia a medio y largo plazo de recepción de ondas de radio.

C. Control Manual de la Carga Eléctrica

Este tipo de control requiere de un operador, que observa la tensión del generador (quizás a través del brillo de una bombilla de luz). Él o ella encienda o apague una serie de cargas de un banco de resistencias, por ejemplo, elementos de calefacción de agua, a fin de mantener la tensión más o menos constante. El control manual de la carga eléctrica es especialmente adecuado para sistemas de pequeños pueblos donde el generador se usa sólo durante las noches para abastecer de luz eléctrica.

5.4.4 SISTEMA DE CONTROL PROPUESTO

El sistema de regulación usado para el banco de pruebas y para la MCH es el Control Electromecánico de la Válvula. Donde que a partir de conocer el número de revoluciones en el eje del motor se puede abrir o cerrar la válvula reguladora de caudal. De tal manera que el funcionamiento de la regulación es la siguiente:

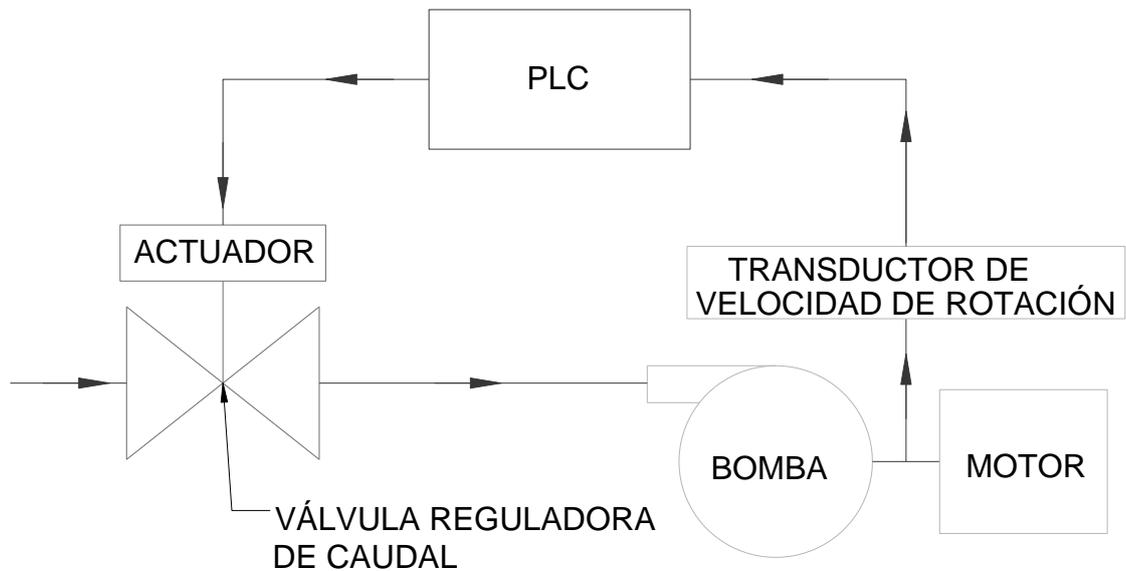


Figura 5. 23 Esquema de Regulación

- Si la potencia demandada aumenta, se produce un frenado en el eje del motor, lo cual el transductor de velocidad de rotación detecta con la reducción de las revoluciones. La señal enviada al PLC es codificada; mediante un algoritmo es transformada esta variación de revoluciones y se envía una señal al actuador para control de la válvula reguladora de caudal para que se abra, lo cual incrementaría el caudal que ingresaría a la unidad generadora aumentando así la Potencia Generada y así satisfacer la Potencia Demandada.
- Si la potencia demandada disminuye, se produce una aceleración en el eje del motor, lo cual el tacómetro detecta con el incremento de las revoluciones. La señal enviada al PLC es codificada; mediante un algoritmo es transformado este delta de revoluciones y se envía una señal al actuador de la válvula reguladora de caudal para que se cierre, lo cual reduciría el caudal que ingresaría a la unidad generadora bajando así la Potencia Generada e igualar con la Potencia Demandada.

Descripción Lógica del PLC

En la regulación que se propone en el Banco de Pruebas consta un PLC compacto para entradas y salidas digitales, y un módulo para entradas y

salidas analógicas. Con las señales que ingresan a esta computadora lógica programable se puede establecer la secuencia lógica de la regulación.

Las señales digitales que ingresan son:

- Velocidad de Rotación del eje del motor (I0.0)
- Botón de marcha (I0.1)
- Botón de parada (I0.2)
- Botón de Reset (I0.3)

Las señales digitales de salida son:

- Luz de alarma - Presión antes de la reguladora de presión (Q0.0)
- Luz de alarma - Presión luego de la reguladora de presión (Q0.1)
- Luz de aviso – Marcha (Q0.2)
- Luz de aviso – Parada (Q0.3)

Las señales analógicas que ingresan son:

- Transductor antes de la reguladora de presión (AI1)
- Transductor luego de la reguladora de presión (AI2)
- Transductor de Flujo (AI3)

Las señales analógicas de salidas son:

- Actuador eléctrico de reguladora de caudal. (I0)

Por tanto la secuencia lógica es:

Si:

- I0.0 Activado
- I0.1 Activado
- I0.2 Desactivado
- AI1 > AI2
- AI3 > 0

Entonces:

- Q0.2 Activado
- I0 Activado

Si:

- I0.2 Activado

Entonces:

- Cortar el funcionamiento del PLC
- Q0.3 Activado

Si:	Entonces:
AI1 > lo establecido	Q0.0 Activado
Si:	Entonces:
AI2 > lo establecido	Q0.1 Activado

5.4.5 CONTROL POTENCIA ACTIVA-FRECUENCIA (P-F) Y POTENCIA REACTIVA -VOLTAJE (Q-V)

Todo sistema de generación concebido con equipo convencional, dispone de dos canales fundamentales de control:

Control Potencia Activa - frecuencia (P-f) Control Potencia Reactiva - voltaje (Q-v)

Estos dos canales de control no actúan de manera independiente, pero para motivo de análisis, se los considera como si fuesen desacoplados.

El equipo que realiza el control P-f en un sistema de generación es el Regulador Electrónico de velocidad (ETR); en cambio el control Q-v lo efectúa el Regulador Automático de Voltaje (AVR).

5.4.6 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO

De acuerdo al esquema que se plantea para el desarrollo de este proyecto, se plantea la utilización de la siguiente instrumentación de campo:

- 02 Medidor de presión antes y después de la válvula reductora de presión (PT 01 y PT 02)
- 01 Medidor de velocidad tacométrico con transmisor (VT 01)

5.4.7 RED LOCAL DE CONTROL

Componentes de Red

El control del proceso de generación en que se incluye el equipo hidromecánico asociado, será realizado a través de una Red de Control Local que tendrá los siguientes componentes:

- PLC de control
- Actuador Eléctrico inteligente con tarjeta de comunicaciones y sensor continuo de posición.

5.4.8 CÁLCULO DE ENERGÍA

De tal manera que se ha definido el prediseño de la MCH y los datos para el cálculo de energía generada son:

Pot. Instalada = 8650.33 W
Energía máx. = 75776.93 kWh / año

5.5 PLANOS DE INSTALACIÓN DEL PROYECTO

Indice de Planos

5.5.1 GENERALES

TJM-GEN-001 Implantación General
TJM-GEN-002 Planta Proyecto

5.5.2 ESTRUCTURALES

TJM-EST-001 Casa de Máquinas - Estructura - Planta
TJM-EST-002 Casa de Máquinas - Estructura - Fachadas
TJM-EST-003 Casa de Máquinas - Estructura - Detalles

5.5.3 MECANICOS

TJM-MEC-001	Tubería de Presión - Implantación
TJM-MEC-002	Tubería Casa de Máquinas - Planta
TJM-MEC-003	Tubería Casa de Máquinas - Perfil

5.5.4 ELECTRICOS

TJM-ELC-001	Sistema Eléctrico - Diagrama
TJM-ELC-002	Tubería Casa de Máquinas - Instrumentación
TJM-ELC-003	Sistema de Regulación - Diagrama Unifilar

CAPÍTULO 6

ESTUDIO DE MERCADO

6.1 SITUACIÓN ACTUAL

El tema del abastecimiento de electricidad en un país está siempre ligado al nivel de pobreza y de desarrollo del mismo.

La situación actual del Ecuador es preocupante. La realidad es que es uno de los países más pobres de Latinoamérica. Su pobreza es de 38,28% y su pobreza extrema 12,86%, de acuerdo al informe presentando por el PNUD en el año 2007.

La causa más importante de este fenómeno es que el Ecuador presenta un cuadro generalizado y creciente de pobreza. En efecto, los recursos están aglomerados en pequeños grupos de la población; por lo que existe un verdadero abismo entre la calidad de vida entre las zonas urbanas y rurales; fomentando así importantes diferencias entre las oportunidades de trabajo y objetivos para el futuro entre todas las ciudades del país: pequeñas, medianas y grandes.



Figura 6.1 Zonas Rurales

El Ecuador es un país en el que podemos ver dos polos: una generalizada pobreza y una exagerada concentración de riqueza; en este punto podemos recalcar el acceso a agua de gran parte de la población. En realidad, el 80% de la población es pobre, y de este porcentaje el 45% está en la miseria por lo que es poco probable que pueda tener acceso a una necesidad tan importante como es la electricidad. En el sector rural,

las condiciones son aún peores: la pobreza agobia a más del 91% de los campesinos, casi el 60% de la población del agro se debate en la indigencia. Es decir: más de nueve millones de ecuatorianos son pobres; de ellos, casi cinco millones se encuentra en la miseria. Por lo que no se puede ni pensar que estas personas podrían tener acceso a acceso a la electricidad.

Es importante recordar que el Desarrollo Humano Sostenible es un proceso donde se amplían las oportunidades del ser humano, fundamentalmente: disfrutar de una vida prolongada y saludable, adquirir conocimientos y tener acceso a los recursos necesarios para lograr un nivel de vida sustentable. Entre estos recursos esta uno muy importante como es el de tener acceso a la electricidad.



Figura 6. 2 Zonas sin Servicio Eléctrico

De acuerdo al último censo realizado por el INEC en 2001, el 38,9% de la población se encuentra en zonas rurales

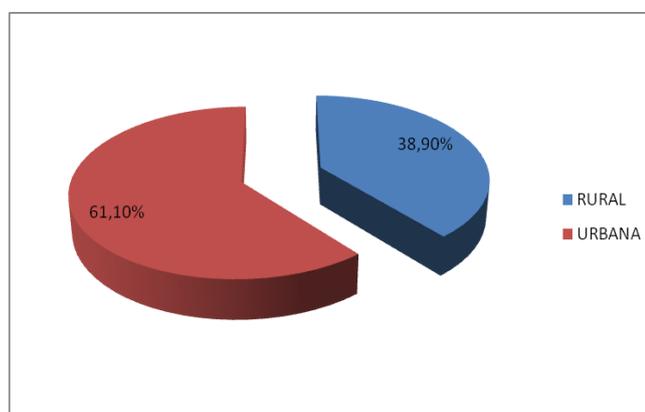


Figura 6. 3 Población por Areas – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 1 Población por Areas – Censo 2001 INEC

URBANA	RURAL
61,10%	38,90%

Sin embargo, es increíble ver como el problema de la falta de electricidad no sólo afecta al área rural del Ecuador sino que dentro del 1, 796, 069 de viviendas ocupadas del área urbana, entre las cuales tenemos casas, villas, departamentos, cuartos, mediagua, rancho, covacha, choza entre otros; existen 60, 952 que no dispone de servicio eléctrico.

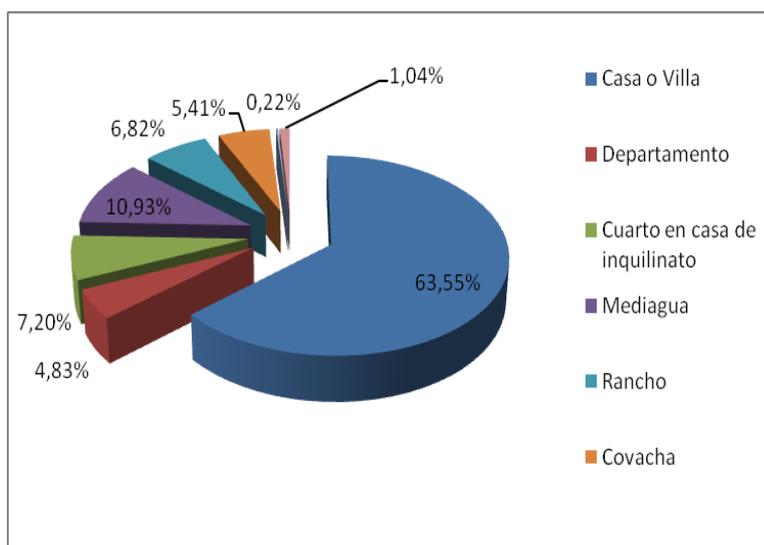


Figura 6. 4 Viviendas en el Area Urbana que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 2 Viviendas en el Area Urbana que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC

Tipo de vivienda	% de viviendas que no dispone de servicio eléctrico
Casa o Villa	63,55%
Departamento	4,83%
Cuarto en casa de inquilinato	7,20%
Mediagua	10,93%
Rancho	6,82%
Covacha	5,41%
Choza	0,22%
Otro	1,04%

A pesar de que exista aún una gran cantidad de viviendas que no tengan acceso a electricidad en el área urbana del Ecuador, es de suma importancia tomar en cuenta el área rural, que son en efecto quienes menos tienen acceso a casi todos los servicios y son la población pobre de nuestro país.

En realidad del 1,052,019 de viviendas ocupadas del área rural, entre las cuales tenemos casas, villas, departamentos, cuartos, mediagua, rancho, covacha, choza entre otros; existen 233,275 que no dispone de servicio eléctrico. Es una cifra alta en relación al número de personas que habitan en ellas: aproximadamente 6,3 personas por tipo de vivienda.

Es importante recordar que existen zonas que no han sido contabilizadas por el INEC.

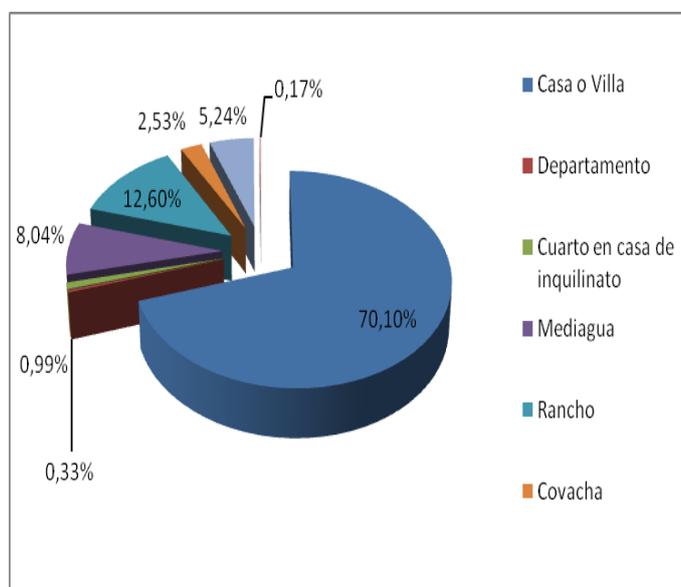


Figura 6. 5 Viviendas en el Area Rural que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 3 Viviendas en el Area Rural que no Disponen de Servicio Eléctrico – Censo 2001 INEC

Tipo de vivienda	% de viviendas que no dispone de servicio eléctrico
Casa o Villa	70,10%
Departamento	0,33%
Cuarto en casa de inquilinato	0,99%
Mediagua	8,04%
Rancho	12,60%
Covacha	2,53%
Choza	5,24%
Otro	0,17%

6.2

PLAN ESTRATÉGICO NACIONAL

Al ser este proyecto un estudio de factibilidad técnica, económica e ingeniería básica para la construcción de una mini central hidroeléctrica utilizando bombas centrífugas con una capacidad de 10 HP que operen como turbinas de generación eléctrica, debemos tomar en cuenta que utilizando unas bombas centrífugas de mayor capacidad, el área de alcance sería mucho mayor.

El plan estratégico a nivel nacional sería, básicamente, después de mostrar su factibilidad, que estas mini centrales podrían construirse en lugares estratégicos con el fin de abastecer a las zonas y viviendas que no disponen de servicio eléctrico.

En este sentido debemos tomar en cuenta la importancia del servicio eléctrico ya que es de uso público y por lo tanto de interés nacional. Siendo así responsabilidad delegar el suministro de electricidad a las diferentes entidades sin retirar el deber del ciudadano en buscar métodos alternativos para el abastecimiento de electricidad en las zonas no privilegiadas del Ecuador.

Por lo tanto, tomando en cuenta estos factores en el plan estratégico es fundamental definir las empresas públicas y privadas que financiarían el proyecto.

6.3 ZONAS A BENEFICIARSE

A pesar de que existen viviendas en las zonas Urbanas del Ecuador que no tiene servicio eléctrico; es proyecto estaría dirigido sobre todo a las zonas rurales que como hemos dicho anteriormente son viviendas en las que viven aproximadamente 6,3 persona en cada una.

Las zonas que pueden beneficiarse de la construcción de una mini central hidroeléctrica en base de bombas centrífugas con una capacidad de 10 HP que operen como turbinas de generación eléctrica; es decir de un servicio básico como es la electricidad, están detalladas a continuación según la región en el Ecuador.

Existen 294 227 viviendas en el Ecuador que no disponen de servicio eléctrico y se distribuyen de la siguiente manera:

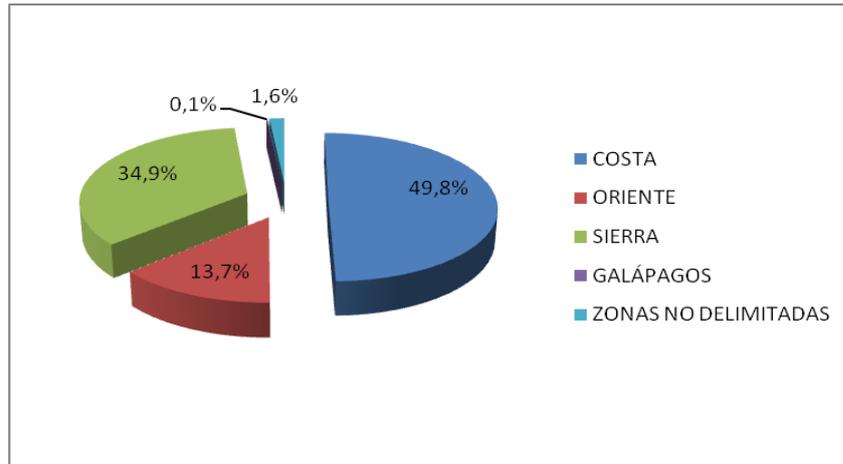


Figura 6. 6 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico por Región – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 4 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico por Región – Censo 2001 INEC

REGIÓN	%
COSTA	49,8%
ORIENTE	13,7%
SIERRA	34,9%
GALÁPAGOS	0,1%
ZONAS NO DELIMITADAS	1,6%

Detalle de porcentaje de viviendas que podrían beneficiarse de servicio eléctrico en la costa ecuatoriana, por provincia:

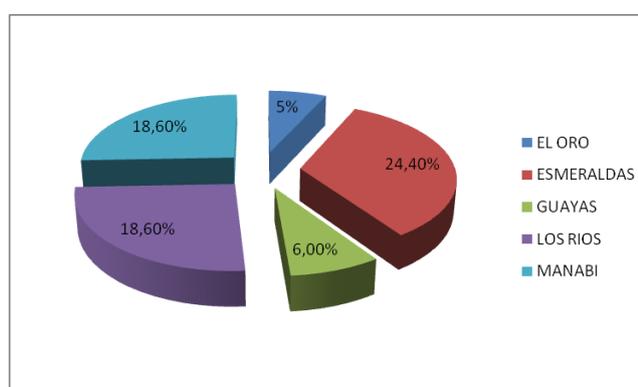


Figura 6.7 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Costa Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

Tabla 6.5 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Costa Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

PROVINCIA	%
EL ORO	5%
ESMERALDAS	24,40%
GUAYAS	6,00%
LOS RIOS	18,60%
MANABI	18,60%

Detalle de porcentaje de viviendas que podrían beneficiarse de servicio eléctrico en el oriente ecuatoriano, por provincia:

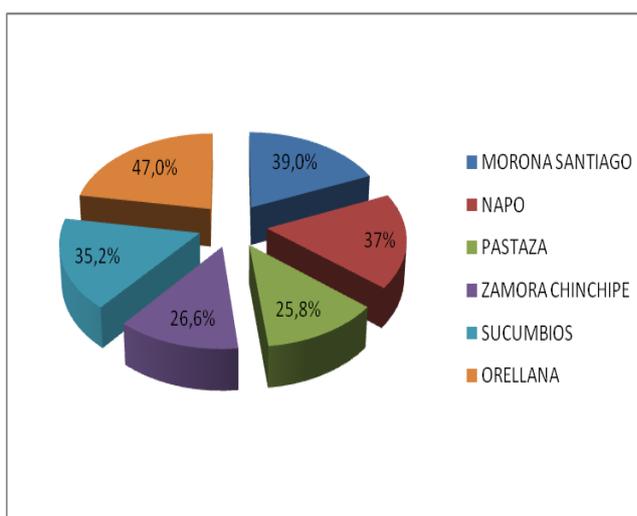


Figura 6.8 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en el Oriente Ecuatoriano por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 6 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en el Oriente Ecuatoriano por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

PROVINCIA	%
MORONA SANTIAGO	39,0%
NAPO	37%
PASTAZA	25,8%
ZAMORA CHINCHIPE	26,6%
SUCUMBIOS	35,2%
ORELLANA	47,0%

Detalle de porcentaje de viviendas que podrían beneficiarse de servicio eléctrico en la sierra ecuatoriana, por provincia:

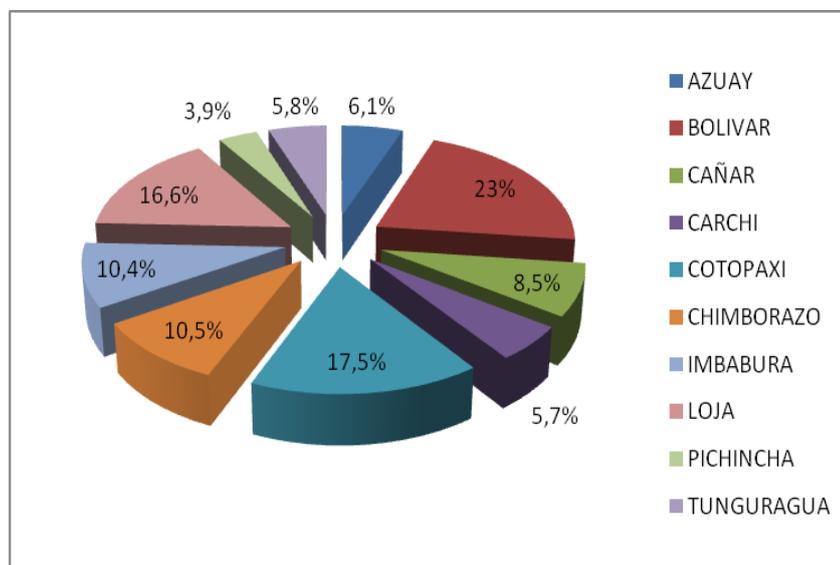


Figura 6.9 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Sierra Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

Tabla 6.7 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en la Sierra Ecuatoriana por Provincia en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

PROVINCIA	%
AZUAY	6,1%
BOLIVAR	23%
CAÑAR	8,5%
CARCHI	5,7%
COTOPAXI	17,5%
CHIMBORAZO	10,5%
IMBABURA	10,4%
LOJA	16,6%
PICHINCHA	3,9%
TUNGURAGUA	5,8%

Detalle de viviendas que podrían beneficiarse de servicio eléctrico en Galápagos en las zonas no delimitadas en el Ecuador por el INEC:

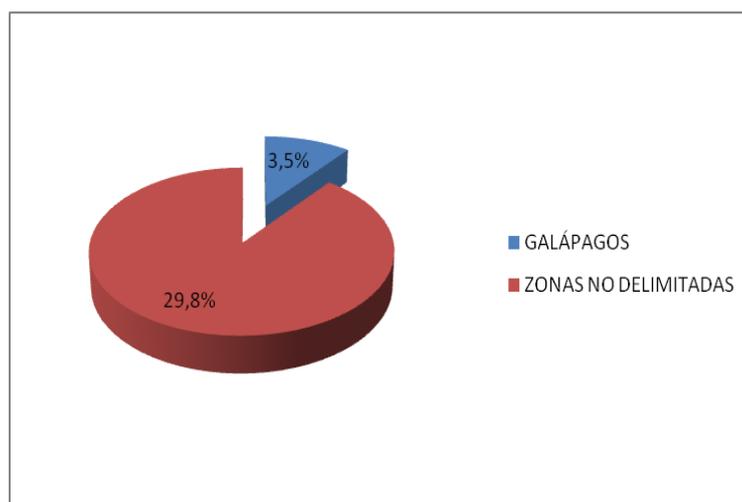


Figura 6. 10 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en Galápagos y en las Zonas No Delimitadas por el INEC en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

Tabla 6. 8 Porcentaje de Viviendas Que no Disponen de Servicio Eléctrico en Galápagos y en las Zonas No Delimitadas por el INEC en Relación a la Cantidad de Viviendas – Censo 2001 INEC

PROVINCIA	%
GALÁPAGOS	3,5%
ZONAS NO DELIMITADAS	29,8%

Finalmente, tomando en cuenta la cantidad de zonas que pueden beneficiarse de este servicio a nivel Nacional, es importante recordar que este avance fomentaría el desarrollo y disminuiría los niveles de pobreza del Ecuador.

Es a veces poco frecuente pensar en la cantidad de beneficios que puede traer consigo el promover de electricidad a una familia. La electricidad puede disminuir los niveles de pobreza puesto que las familias crear una microempresa, trabajando desde sus casas haciendo helado por ejemplo.

En este sentido es importante regresar al tema de desarrollo humano. En efecto el hecho de proporcionar a estas zonas de electricidad no sólo sería un beneficio para cada familia, que es lo primordial, sino que se estaría fomentando un el desarrollo del país.

Con el fin de demostrar la importancia de acceso al servicio eléctrico en Ecuador es importante hacer una comparación con otros países, tomando en cuenta el factor del IDH. Según Naciones Unidas, en 2007, el Ecuador ocupaba el puesto 80, entre los países miembros de la Organización mundial, basándose en el Índice de Desarrollo Humano (IDH). En efecto este mide la calidad de vida de la población de un país, combinando indicadores de esperanza de supervivencia, salud y bienestar, logros

educacionales e ingresos, acceso a los servicios básicos, en este caso uno de ellos sería la electricidad.

Ecuador alcanzaba entre 214 y 211 puntos menos que Canadá, Suiza y Japón, que presentan los más altos en el mundo (Japón sube al primer sitio, cuando se considera el factor distribución de recursos).

Para terminar recordemos que creando mini centrales hidroeléctricas en base de bombas centrífugas con una capacidad de 10 HP que operen como turbinas de generación eléctrica; estaríamos abasteciendo a estas zonas de electricidad, lo cual no sería sólo un beneficio a nivel de familia sino nacional, ya que estaríamos fomentando el desarrollo del país. Además que serviría como ejemplo para tratar a de abastecer a la mayor parte del Ecuador de un servicio tan importante como es la electricidad.

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

7.1 COSTOS DEL BANCO DE PRUEBAS

Para fines de la futura construcción del banco de pruebas, se detalla los costos de construcción. Constan la obra de casa de máquinas, instalaciones internas, sistema eléctrico y la instrumentación.

Tabla 7. 1 Costos de Infraestructura Casa de Máquinas

<u>Casa de Máquinas - Caseta</u>				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Perfiles	30	m	10	300
Mampostería	20	m ²	50	1000

Tabla 7. 2 Costos de Instalaciones Casa de Máquinas

<u>Casa de Máquinas - Instalaciones</u>				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Tubería PVC 8"	3	m	12	36
Tubería PVC 4"	4	m	10	40
Reg. De Presión Ross Valve 40WR 8"	1	u	3469	3469
Junta de desmontaje 8"	1	u	15	15
Reducción 8"x4"	1	u	15	15
Válv. Reg. Caudal PN 25 DN 100	1	u	8736	8736

Tabla 7. 3 Costos del Sistema Eléctrico

<u>Sistema Eléctrico</u>				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Interruptor tripolar 220V, 30A, 10kA, 60Hz	2	u	15.2	30.4
Cableado Cu, 3x1/c 25mm ² - TTU	300	m	2.69	807
Tablero eléctrico	1	u	69.63	69.63
Breakers	4	u	39.92	159.68

Tabla 7. 4 Costos de Instrumentación

Instrumentación				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Medidor de presión	2	u	124	248
PLC	1	u	242	242
Medidor de Caudal	1	u	152	152
Medidor de velocidad de rotación	1	u	194	194
Tarjeta de regulación	1	u	102.19	102.19
Multímetro	1	u	45	45

Según lo detallado anteriormente, los costos totales para la construcción del banco de pruebas son:

Tabla 7. 5 Costos Totales Banco de Pruebas

	Total USD
Casa de Máquinas - Caseta	1300
Casa de Máquinas - Instalacione	12311
Sistema Eléctrico	1066.71
Instrumentación	983.19
TOTAL =	15660.9
TOTAL + 5% Imprevistos =	16443.95

Como muestra la Tabla 7.5, el costo total presupuestado de construcción es USD 16443.95. Este costo puede ser substancialmente disminuido, pues la EMAPQ, auspiciante de este proyecto, posee muchos de estos materiales y accesorios, que han sido dados de baja,

Si la EMAPQ, posee una válvula reguladora con actuador se utilizará la misma y se podrá probar el sistema automático de control. Si no se dispone de la misma se podrá utilizar una válvula manual para las pruebas de las BUTU, estas tienen un costo más bajo, cercano a los USD \$300 dólares.

Un banco de pruebas como tal no tiene un ingreso económico fijo, puesto que su fin no es el de generar energía eléctrica para la venta sino el de obtener los datos de curvas características de máquinas hidráulicas, como las BUTUs que tienen fines sociales y de desarrollo social.

Por tanto se realiza el prediseño de un proyecto de micro central que puede ser construido en campo con fines de obtener una evaluación

económica, la cual dé la información necesaria y permita tomar decisiones sobre estos proyectos sociales.

7.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON BUTU

7.2.1 COSTOS DE LA MICRO CENTRAL

Antes de tomar la decisión de llevar a cabo un proyecto hidroeléctrico, es importante conocer los costos de cada una de las obras que lo conforman para poder llevar a cabo el análisis económico y financiero del mismo. Además de conocer que tipo de rubros son los que tienen mayor valor y donde se puede disminuir los costos.

Tabla 7. 6 Costos Obras Civiles de la Micro Central

Obras Civiles				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
<u>Tanque de Carga</u>				
Hormigón Simple 210 kg/cm ²	2.57	m ³	126.32	324.64
Malla electrosoldada	7.83	m ²	21.5	168.35
Malla para rejilla	2	m ²	3.51	7.02
<u>Conducción</u>				
Tubería PVC - TUB P EC 110mm X 6m 0,63MPa(91psi)	40	m	5.16	206.4
Codo EC 110mm X 45°	2	u	4.72	9.44
<u>Casa de Máquinas</u>				
Vigas	20	m	12	240
Mampostería	40	m ²	5	200
Tubería PVC 4"	3	m	5.26	15.78
			Total Obras Civiles	1171.63

Tabla 7.7 Costos Equipos Electromecánicos de la Micro Central

Equipo Electromecánico				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Casa de Máquinas				
Vál. Reg. Caudal PN 25 DN 100 - Act. Eléctrico	1	u	2014	2014
BUTU Flowserve 4x3x13F D824	1	u	2184	2184
Panel de Control	1	u	250	250
Instrumentación				
Manómetro de glicerina RM 1/4"@ 200PSI	1	u	25	25
PC	1	u	180	180
Medidor de velocidad de rotación	1	u	115	115
Tarjeta de regulación	1	u	50	50
Total Eq. Electromec.				4818

Tabla 7.8 Costos Sistema Eléctrico de la Micro Central

Sistema Eléctrico				
Descripción	Cant.	U	V. Unit	V. Total
Casa de Máquinas				
Interruptor tripolar 220V, 30A, 10kA, 60Hz	2	u	15.2	30.4
Cableado Cu, 3x1/c 25mm2 - TTU	300	m	2.69	807
Breakers	4	u	39.92	159.68
Tablero eléctrico	1	u	69.63	69.63
Postes	6	u	190	1140
Cableado de conducción al consumo	100	m	22.01	2201
Total Sist. Eléctrico				4407.71

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, los costos de las obras civiles, equipo electromecánico y sistema eléctrico para la alternativa analizada se muestran en la Tabla 7.9.

En las obras civiles constan el tanque de presión, tubería de conducción, tubería de presión y la casa de máquinas. Para la conducción se ha escogido tubería de PVC debido a su facilidad de instalación y su adaptabilidad a la topografía del lugar. La tubería de presión de igual

manera es de PVC debido a que esta tiene las características para soportar la presión de trabajo de 50.75 PSI.

Tabla 7. 9 Costos Totales de la Microcentral Hidroeléctrica

	Total USD
Construcción Civil =	1171.63
Eq. Electro-mecánico =	4818
Sist. Eléctrico	4407.71
Totales =	10397.34
Totales + 15% imprevistos =	11956.94

7.2.2 COSTOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO PARA ZONAS RURALES

Debido a que un proyecto como el que se ha planteado tiene un fin social, mas no lucrativo, en los costos para el estudio de mercado consta: movilización, logística (papelería, investigación, equipo de computación, etc). Para el presente proyecto se estima los siguientes costos:

Tabla 7. 10 Costos de Estudio de Mercado

Costos Estudio de Mercado	
Descripción	Costo
Movilización	200
Papelería	50
Eq. De Computación	25
Hospedaje	200
Alimentación	200
TOTAL	675

No se consideran los costos del personal que realice los estudios, montaje, administración, ingeniería y operación, puesto que estos serán realizados por la propia comunidad y voluntariado.

7.3 ANÁLISIS FINANCIERO.

7.3.1 EVALUACIÓN FINANCIERO-ECONÓMICA DEL PROYECTO

7.3.1.1 Periodo de análisis

La evaluación económica del proyecto supuesto en campo se la realizará para 30 años de vida útil del mismo, en este periodo de tiempo se espera que la microcentral funcione sin ningún tipo de arreglo mayor, únicamente mantenimiento rutinario.

7.3.1.2 Costos

En los costos de la microcentral se tendrán en cuenta tanto los costos de inversión como los costos de mantenimiento.

Los costos de inversión están planteados para un año, en el cual están incluidos los costos de las obras civiles, de equipos electromecánicos y del sistema eléctrico; como se muestra a continuación:

Año 1: US\$ 11956.94

Los costos de mantenimiento se dan a partir del año de funcionamiento de la microcentral es decir del año 2 y estos son del 5% de los equipos electromecánicos y 1% de las obras civiles anuales más un gradiente de 20 dólares por año.

7.3.1.3 Beneficios

Los beneficios que brindará la microcentral son principalmente económicos ya que al producir su propia electricidad se ven exentos de pagos de energía eléctrica. En este tipo de proyecto además no se requiere de combustible para su funcionamiento lo que resulta beneficioso

para el costo de operación del mismo y del impacto ambiental causado. Los costos de mantenimiento y operación son relativamente bajos y no necesitan operarios especializados ni vigilancia constante.

Debido a que las obras de ingeniería de estas micro centrales tienen una duración considerable, mediante un adecuado programa de mantenimiento se puede alargar la vida útil de la microcentral con lo que la producción de energía y los beneficios que trae consigo aportaran al desarrollo de cualquier sector por más tiempo.

El costo de unitario de la energía de 10 centavos de dólar US por kW-h producido corresponde al costo de generación utilizando grupos diesel, y se lo considera porque este tipo de mini centrales se pueden utilizaran evitando el uso de los mismos.

7.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación económica del proyecto se basará en el método de análisis beneficio/costo, es decir se comparara todos los beneficios con todos los costos en los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. Para que el proyecto deba realizarse, los beneficios deben ser mayores que los costos.

Como muestra la Tabla 7.11 se obtiene el ingreso por año de de micro central. Considerando que el factor de planta usado para el cálculo es de $FC=0.50$, es decir que se utilizará únicamente el 50% de la energía máxima que genera la micro central.

Tabla 7. 11 Cálculo de Energía para la Micro Central

Cálculo de Energía	
Pot. Instalada =	8650.33 W
E máx =	75776.93 kWh / año
Precio kWh =	0.10 \$
Factor de planta =	0.50 -
E producida =	37888.46 kWh / año
Ingreso/año =	3788.85 \$

Ya que los costos y beneficios se presentan en distintos años, se hace necesario actualizarlos a una misma tasa de interés o de descuento para poder compararlos, siendo la tasa aceptada internacionalmente de del 12%.

Luego de realizar la actualización de los costos y beneficios la evaluación se realizará en base a tres indicadores: la relación beneficio costo (b-c), el valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR).

7.4.1 FLUJO NETO DEL PROYECTO

Para el cálculo del flujo neto del proyecto primero se debe contar con los datos de venta de energía anual proyectada, los cuales se consideran a partir del año de funcionamiento de la MCH es decir, a partir del segundo año. La microcentral producirá 8.65 kW por hora, es decir, 3157.37 kWh al mes.

Como se dijo anteriormente, la microcentral empezará a funcionar a partir del segundo año. En la Tabla 7.12 se muestra la venta de energía proyectada para cada año de funcionamiento de la microcentral.

Tabla 7. 12 Venta de Energía Anual Proyectada

Venta de Energía Anual Proyectada	
Años	kWh
2 a 5	37888,46
6 a 10	37888,46
11 a 15	37888,46
16 a 20	37888,46
21 a 25	37888,46
26 a 30	37888,46

Con estos datos y utilizando el valor referencial de costo del kWh de 10 centavos de dólar por kWh, entonces los ingresos del proyecto por cada año de funcionamiento se calculan multiplicando la venta esperada de cada año por el precio del kWh referencial escogido anteriormente como se muestra a continuación:

Tabla 7. 13 Ingresos Anuales Proyectados

Ingresos Anuales Proyectados del Proyecto		
Años	kWh	Ingreso \$
2 a 5	37888,46	3788,85
6 a 10	37888,46	3788,85
11 a 15	37888,46	3788,85
16 a 20	37888,46	3788,85
21 a 25	37888,46	3788,85
26 a 30	37888,46	3788,85

Además se debe calcular el valor residual que es el valor de los bienes en el último año de vida útil del proyecto. Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante el uso en el proyecto, tomando en cuenta el tiempo de vida útil, tenemos entonces para obras civiles 50 años y para maquinaria y equipo electromecánico 30 años.

La forma de depreciación que utilizaremos será lineal, es decir el bien pierde su valor anualmente de manera uniforme. El valor residual entonces se calcula de la siguiente manera:

La forma de depreciación que utilizaremos será lineal, es decir el bien pierde su valor anualmente de manera uniforme. El valor residual entonces se calcula de la siguiente manera:

$$VR_n = Vi - Vi * \frac{n}{N} \quad (7.1)$$

donde:

VR_n = Valor residual en el año n, en US\$

Vi = Valor inicial del bien en su año de instalación, en US\$

N = Vida útil del bien, en años n

n = Año en el que se calcula el valor residual, en años

Valor Residual Obras Civiles	
Vi =	1171,62
N =	50
n =	30
VR 30 =	468,65

Valor Residual Equipo Electromecánico	
Vi =	4818
N =	50
n =	30
VR 30 =	1927.20

El valor total residual para el año 30 será entonces la suma de todos los valores residuales calculados anteriormente:

$$VR_{30} = 2395.85$$

Tabla 7. 14 Flujo de Caja Interna Proyectada

FLUJO DE CAJA INTERNA PROYECTADA PARA CADA AÑO							
Año	Beneficios			Costos			Flujo de caja
	Valor Energía	Valor Residual	Beneficio Total	Inversiones	Operación y Mantenimient	Costos Total	
A	B	C	D	E	F	G	H
1	0		0.00	11956.93801	0	11956.94	-11956.94
2	3788.85		3788.85		412.62	412.62	3376.23
3	3788.85		3788.85		432.62	432.62	3356.23
4	3788.85		3788.85		452.62	452.62	3336.23
5	3788.85		3788.85		472.62	472.62	3316.23
6	3788.85		3788.85		492.62	492.62	3296.23
7	3788.85		3788.85		512.62	512.62	3276.23
8	3788.85		3788.85		532.62	532.62	3256.23
9	3788.85		3788.85		552.62	552.62	3236.23
10	3788.85		3788.85		572.62	572.62	3216.23
11	3788.85		3788.85		592.62	592.62	3196.23
12	3788.85		3788.85		612.62	612.62	3176.23
13	3788.85		3788.85		632.62	632.62	3156.23
14	3788.85		3788.85		652.62	652.62	3136.23
15	3788.85		3788.85		672.62	672.62	3116.23
16	3788.85		3788.85		692.62	692.62	3096.23
17	3788.85		3788.85		712.62	712.62	3076.23
18	3788.85		3788.85		732.62	732.62	3056.23
19	3788.85		3788.85		752.62	752.62	3036.23
20	3788.85		3788.85		772.62	772.62	3016.23
21	3788.85		3788.85		792.62	792.62	2996.23
22	3788.85		3788.85		812.62	812.62	2976.23
23	3788.85		3788.85		832.62	832.62	2956.23
24	3788.85		3788.85		852.62	852.62	2936.23
25	3788.85		3788.85		872.62	872.62	2916.23
26	3788.85		3788.85		892.62	892.62	2896.23
27	3788.85		3788.85		912.62	912.62	2876.23
28	3788.85		3788.85		932.62	932.62	2856.23
29	3788.85		3788.85		952.62	952.62	2836.23
30	3788.85	2395.85	6184.70		972.62	972.62	5212.08

7.5 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

Los parámetros o indicadores de evaluación del proyecto serán: la relación beneficio costo (b/c), el valor actual neto (VAN), y la tasa interna de retorno (TIR).

7.5.1 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

La relación beneficio-costo es el cociente de la suma de todos los beneficios actualizados dividido entre la suma de todos los costos actualizados a una misma tasa de descuento i de 10,14 %.

Para que el proyecto se realice la relación beneficio costo debe ser mayor que 1.

Tabla 7. 15 Relación Beneficio - Costo

RELACION BENEFICIO - COSTO						
Año	Beneficios			Costos		
	Beneficios	Factor del Valor Actual	Beneficio Actualizado	Costo	Factor del Valor Actual	Costo Actualizado
1	0.00	0.9079	0.00	11956.94	0.9079	10856.13
2	3788.85	0.8243	3123.32	412.62	0.8243	340.14
3	3788.85	0.7485	2835.78	432.62	0.7485	323.79
4	3788.85	0.6795	2574.70	452.62	0.6795	307.57
5	3788.85	0.6170	2337.66	472.62	0.6170	291.60
6	3788.85	0.5602	2122.45	492.62	0.5602	275.96
7	3788.85	0.5086	1927.04	512.62	0.5086	260.72
8	3788.85	0.4618	1749.63	532.62	0.4618	245.95
9	3788.85	0.4193	1588.55	552.62	0.4193	231.70
10	3788.85	0.3807	1442.30	572.62	0.3807	217.98
11	3788.85	0.3456	1309.52	592.62	0.3456	204.82
12	3788.85	0.3138	1188.96	612.62	0.3138	192.24
13	3788.85	0.2849	1079.50	632.62	0.2849	180.24
14	3788.85	0.2587	980.11	652.62	0.2587	168.82
15	3788.85	0.2349	889.88	672.62	0.2349	157.98
16	3788.85	0.2132	807.95	692.62	0.2132	147.70
17	3788.85	0.1936	733.57	712.62	0.1936	137.97
18	3788.85	0.1758	666.03	732.62	0.1758	128.78
19	3788.85	0.1596	604.71	752.62	0.1596	120.12
20	3788.85	0.1449	549.04	772.62	0.1449	111.96
21	3788.85	0.1316	498.49	792.62	0.1316	104.28
22	3788.85	0.1195	452.60	812.62	0.1195	97.07
23	3788.85	0.1085	410.93	832.62	0.1085	90.30
24	3788.85	0.0985	373.10	852.62	0.0985	83.96
25	3788.85	0.0894	338.75	872.62	0.0894	78.02
26	3788.85	0.0812	307.56	892.62	0.0812	72.46
27	3788.85	0.0737	279.25	912.62	0.0737	67.26
28	3788.85	0.0669	253.54	932.62	0.0669	62.41
29	3788.85	0.0608	230.20	952.62	0.0608	57.88
30	6184.70	0.0552	341.17	972.62	0.0552	53.65
	Beneficio Total		31996.30	Costo Total		15669.47

$$R_{B-C} = \frac{\text{Valor Actual Total Beneficios}}{\text{Valor Actual Total Costos}} \quad (7..2)$$

$$R_{B-C} = 2.04$$

7.5.2 VALOR ACTUAL NETO

El VAN se calcula actualizando el valor del flujo de caja calculado a las diversas tasas de descuento y sumando estos valores para encontrar el valor total.

Tabla 7. 16 Flujo de Caja Actualizada

FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO					
Año	Flujo de Caja	Tasa 10.0%		Tasa 12.0%	
		Factor del Valor Actual	VANE 10%	Factor del Valor Actual	VANE 12%
1	-11956.94	0.9091	-10869.94	0.8929	-10675.84
2	3376.23	0.8264	2790.27	0.7972	2691.51
3	3356.23	0.7513	2521.59	0.7118	2388.90
4	3336.23	0.6830	2278.69	0.6355	2120.23
5	3316.23	0.6209	2059.12	0.5674	1881.72
6	3296.23	0.5645	1860.64	0.5066	1669.97
7	3276.23	0.5132	1681.22	0.4523	1482.00
8	3256.23	0.4665	1519.06	0.4039	1315.14
9	3236.23	0.4241	1372.48	0.3606	1167.02
10	3216.23	0.3855	1240.00	0.3220	1035.54
11	3196.23	0.3505	1120.26	0.2875	918.84
12	3176.23	0.3186	1012.04	0.2567	815.26
13	3156.23	0.2897	914.25	0.2292	723.33
14	3136.23	0.2633	825.87	0.2046	641.73
15	3116.23	0.2394	746.00	0.1827	569.32
16	3096.23	0.2176	673.83	0.1631	505.06
17	3076.23	0.1978	608.62	0.1456	448.04
18	3056.23	0.1799	549.69	0.1300	397.43
19	3036.23	0.1635	496.45	0.1161	352.53
20	3016.23	0.1486	448.34	0.1037	312.68
21	2996.23	0.1351	404.88	0.0926	277.33
22	2976.23	0.1228	365.62	0.0826	245.96
23	2956.23	0.1117	330.15	0.0738	218.13
24	2936.23	0.1015	298.10	0.0659	193.45
25	2916.23	0.0923	269.16	0.0588	171.54
26	2896.23	0.0839	243.01	0.0525	152.11
27	2876.23	0.0763	219.39	0.0469	134.88
28	2856.23	0.0693	198.06	0.0419	119.59
29	2836.23	0.0630	178.79	0.0374	106.03
30	5212.08	0.0573	298.70	0.0334	173.97
		VANE =	16654.32	VANE =	12553.40

7.5.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR es la tasa de descuento (interés) que hace el VAN igual a cero, en la Figura 7.1 se grafica los VANE para las tasas de descuento de 10 % y 12 % y estos se unen con una línea recta, en el lugar exacto donde esta recta corta al eje de las tasas de descuento el Vane es igual a cero, que como se observa el TIR = 18.12 %.

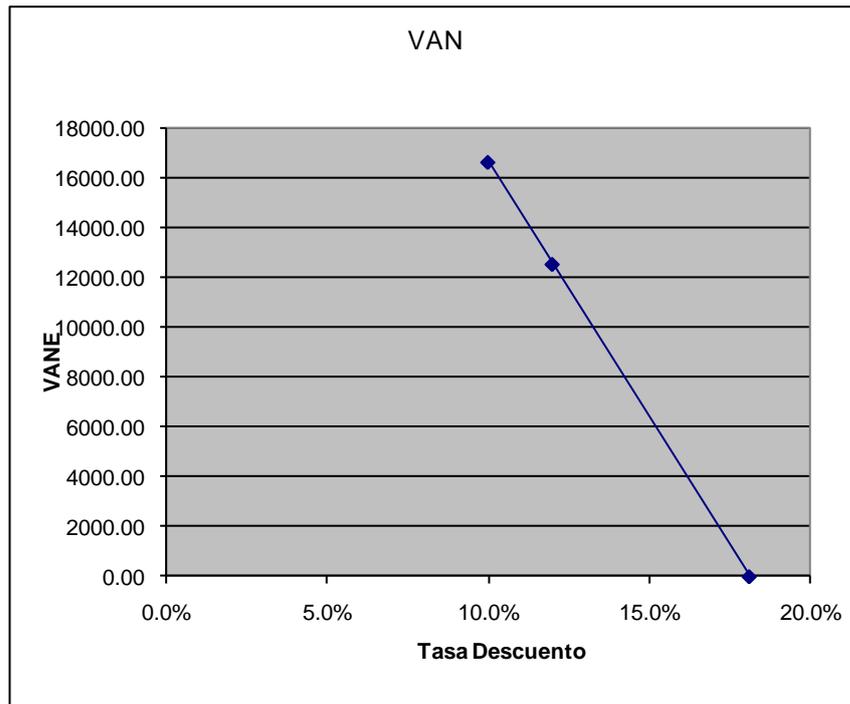


Figura 7. 1 Valor Actualizado Neto del Micro Proyecto

7.6 FACTOR DE PLANTA MÍNIMO

Como se mencionó en el cálculo de energía de la Tabla 7.11, el factor de planta utilizado fue de $FC=0.50$ para la evaluación económica. Según los resultados obtenidos se obtiene rentabilidad del proyecto y se recupera la inversión del proyecto. Sin embargo, es importante conocer cuál es el factor mínimo de planta que se requiere para que el proyecto sea rentable.

El Factor de Planta es un índice de la utilización BUTU como generadora eléctrica, durante toda su vida útil

La Tabla 7.17 nos muestra los diferentes indicadores económicos según la variación del factor de planta de la MCH.

Tabla 7. 17 Variación según el Factor de Planta

VARIACION DE FACTOR DE PLANTA						
FC	E producida	Ingreso/año	Beneficio Total	Costo Total	R _{B-C}	TIR
-	kWh / año	\$	\$	\$	-	%
1.00	75776.93	7577.69	63860.44	15669.47	4.08	20.59%
0.80	60621.54	6062.15	51114.78	15669.47	3.26	20.03%
0.65	49255.00	4925.50	41555.54	15669.47	2.65	19.34%
0.50	37888.46	3788.85	31996.30	15669.47	2.04	18.12%
0.40	30310.77	3031.08	25623.47	15669.47	1.64	16.64%
0.30	22733.08	2273.31	19250.64	15669.47	1.23	13.66%
0.24	18474.84	1847.48	15669.47	15669.47	1.00	10.16%
0.20	15155.39	1515.54	12877.82	15669.47	0.82	4.68%
0.15	11366.54	1136.65	9691.40	15669.47	0.62	-13.47%

A continuación se presentan los gráficos obtenidos para la energía y los parámetros económicos, TIR y R b-c, en función del Factor de Planta.

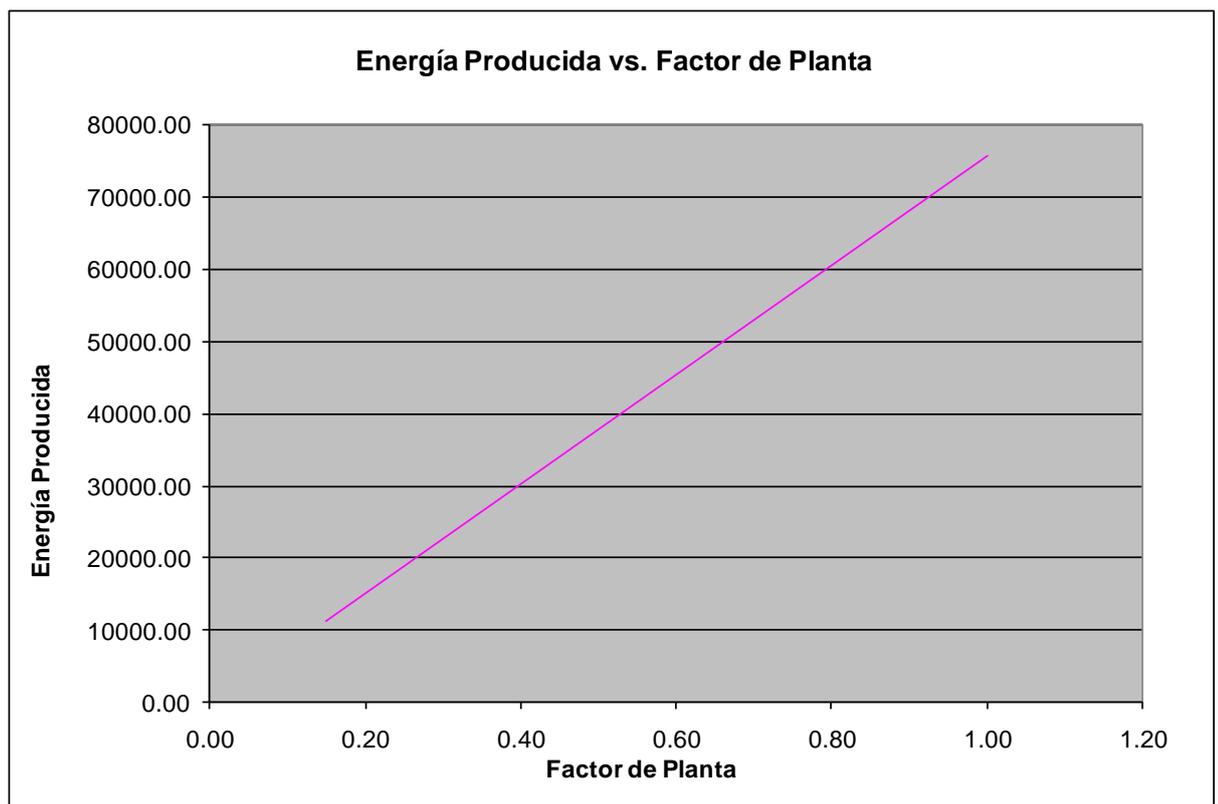


Figura 7. 2 Energía Producida según el Factor de Planta

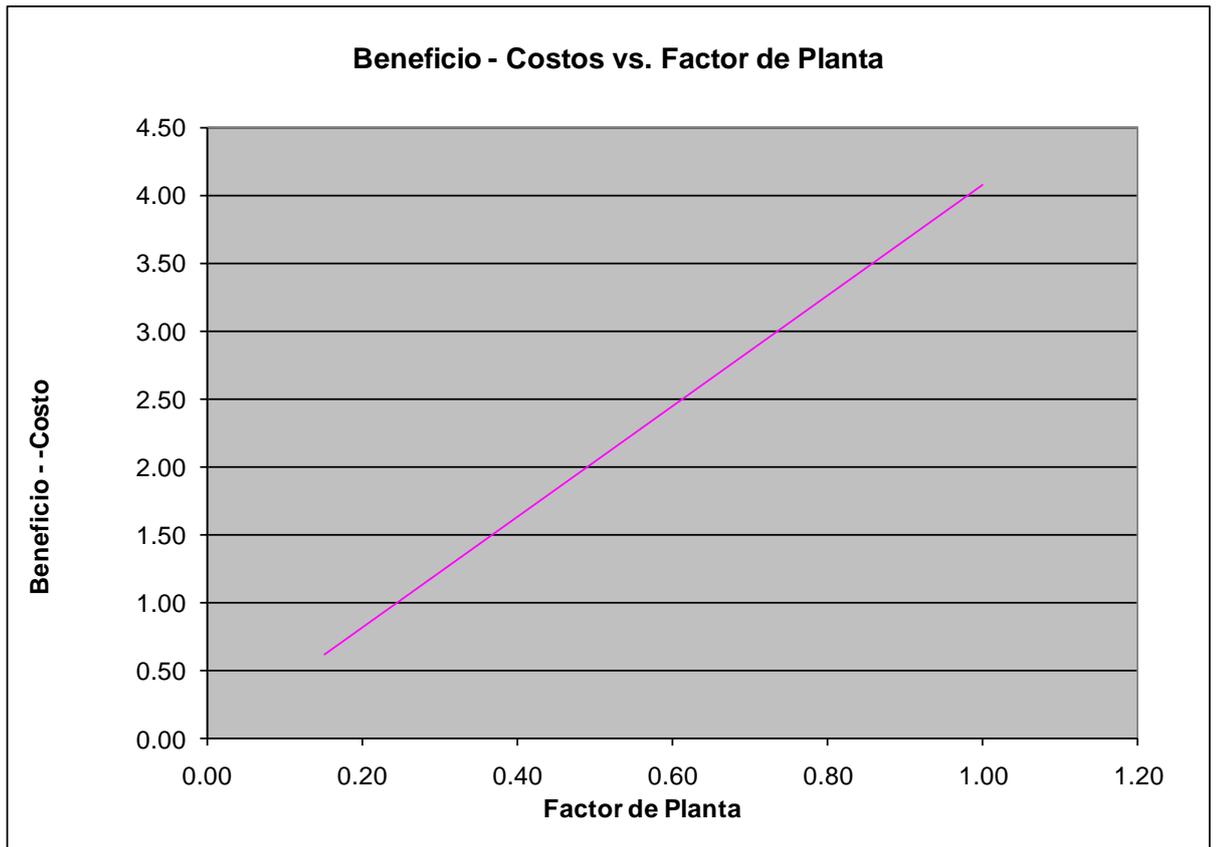


Figura 7.3 Relación de Beneficio – Costo según el Factor de Planta

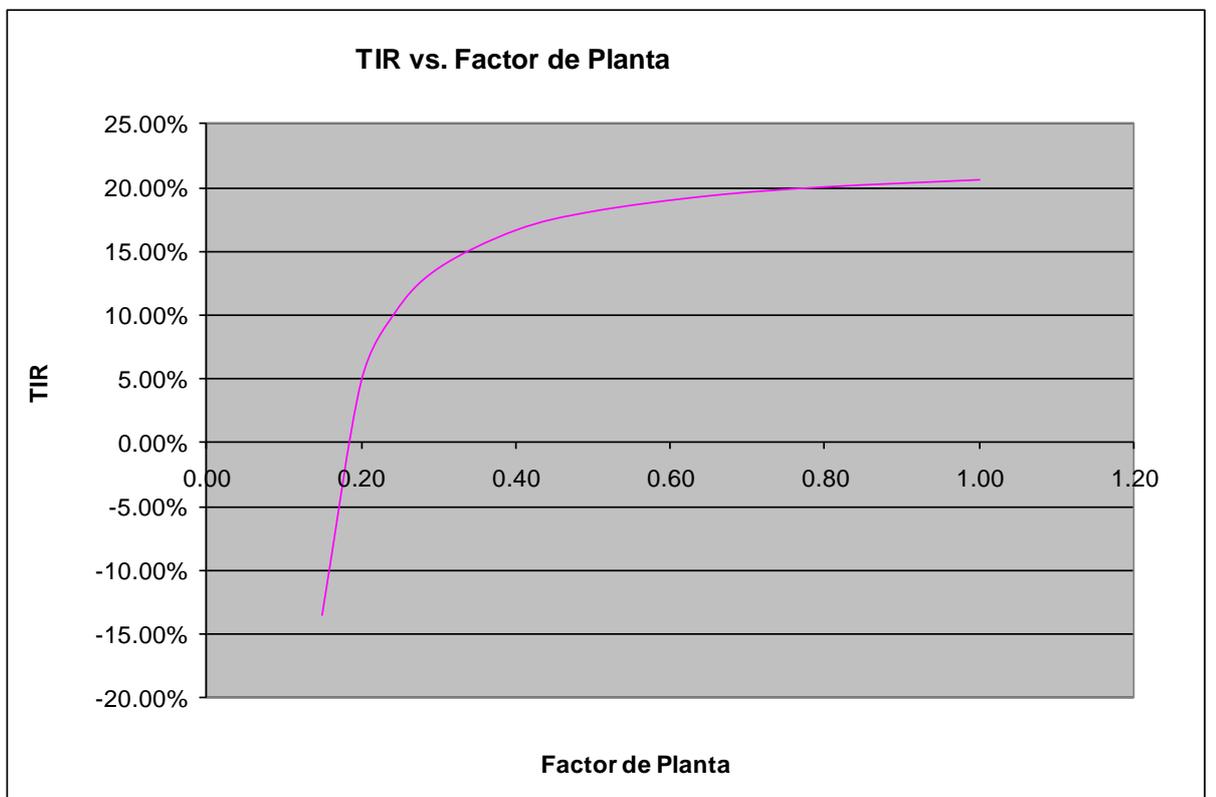


Figura 7.4 TIR según el Factor de Planta

Para que el proyecto cubra su inversión, la relación Beneficio – Costo debe ser igual a 1. Por tal razón el factor de planta mínimo es de $FC=0.24$ obteniendo así un ingreso por año de USD 1030.57. Por lo tanto, el proyecto analizado a nivel de pre factibilidad debe ser construido si se lo va utilizar más del 24% del tiempo.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- La microgeneración de energía hidroeléctrica es una buena alternativa para países en vías de desarrollo que cuentan con un gran potencial de altura y caudal como el nuestro los cuales tienen muchos sectores que no cuentan con energía debido a estar aislados, pero se tiene el recurso hídrico.
- El uso de bomba centrífugas y sus motores, BUTUs, funcionando como turbina-generador es técnicamente y económicamente adecuado, debido principalmente a que son fabricadas en serie y por lo tanto tienen bajos costos, presentan muy buenos rendimientos comparables con el de las turbinas convencionales.

8.1.1 Banco de pruebas

- La implementación de un banco de pruebas es factible y de gran utilidad técnica y social; para la misma se utilizará parte de las instalaciones de la Central Guangopolo, los materiales y bajo el auspicio de la EEQ.
- El costo de construcción del banco de pruebas es de USD 16443.95 considerando sus obras civiles, tubería de presión, equipo electromecánico y sistema eléctrico; de este costo se deberá disminuir los materiales disponibles de propiedad de la EEQ.

8.1.2 Metodología para obtener las curvas características

- La metodología propuesta para obtener las curvas características de las BUTUs funcionando como turbinas a partir de las curvas de funcionamiento como bombas entregada por los fabricantes es de gran utilidad.

- Al igual que todos los métodos de predicción, éste tiene un cierto grado de inexactitud. Sin embargo, un análisis económico hecho muestra que el impacto de tal inexactitud es despreciable en las condiciones típicas de los sistemas micro hidroenergéticos.

8.1.3 Micro central

- La inversión para la construcción micro central equipada con una BUTU de 10 HP es de USD 11956.94 considerando sus obras civiles, tubería de presión, equipo electromecánico y sistema eléctrico.
- Mediante el estudio económico se ha llegado a la conclusión de que es factible la construcción de la micro central ya que la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de interés en el país.
- Las limitaciones técnicas y económicas existentes en las zonas rurales, son generalmente un determinante para la elección de la localización de una Micro Centra Hidráulica. Por lo general, el bajo nivel educativo limita el aprendizaje en materia de operación y mantenimiento del sistema. Por ello, es elemental realizar todo un proceso de capacitación integral con las personas que se encargarán de dichas labores.
- Es necesario clasificar a los beneficiarios de acuerdo a diversas potencialidades (capital social, económico, ubicación espacial) y definir a partir de allí políticas específicas, que pueden ir desde el fomento a la empresa privada hasta la necesidad de considerar los subsidios.
- La construcción de una micro central, equipada con una BUTU de

10 HP, es justificada cuando su tiempo de funcionamiento sea mayor del 24%, debido a que con un factor de planta de 0.24 el proyecto es rentable, mas con una utilización menor al 24% del tiempo de la central el proyecto no es justificado económicamente.

8.2 RECOMENDACIONES

- La implantación de un Banco de Pruebas en las instalaciones de la Central Guanguapolo para facilitar la pruebas de BUTUs y turbinas a ser utilizadas en Micro Centrales Hidráulicas de beneficio social.
- La construcción sistemática de micro centrales hidráulicas equipada con BUTUs en el campo por sus beneficios sociales, la no afectación de la naturaleza, producen energía renovable, son técnicamente y económicamente realizables.
- La utilización de la metodología de este estudio para la obtención de las curvas características de una BUTU funcionando como turbina, a partir de las curvas de funcionamiento como bombas entregadas por los fabricantes de la mismas.
- Evaluar el impacto real en la mejora de calidad de vida, que ha tenido el acceso a la energía eléctrica en las poblaciones rurales.
- Implementar manuales y guías para hacer las refacciones en los equipos en caso de avería podrían estar en el idioma nativo local y con mucha ayuda gráfica, para facilitar el aprendizaje de los encargados del manejo de la central, o de quienes los sucederán en el futuro haciendo dichas labores.
- La capacidad de las micro centrales hidroeléctricas debe estructurarse en directa relación con el potencial uso residencial y productivo. Esto implica definir si el objetivo es el crecimiento económico o la mejora de los medios de vida de la población; y en

el caso de ser ambos esto debe orientar la capacidad de las micro centrales hidroeléctricas.

- Incluir en los planes sociales de la ESPE el estudio, ayuda técnica y asesoramiento en la implementación de Micro Centrales Hidráulicas equipadas con bombas centrifugas y su motores, BUTUs, funcionando como turbina- generador, para el desarrollo de los sectores rurales.

ANEXOS

Anexo 1 Catálogo de reguladora de presión con características técnicas.

VÁLVULA REDUCTORA DE PRESIÓN

Uso: controlar la presión del desagüe.

Modelo 40WR

Descripción

Diámetros: 4" - 48"

Tipo: Modulante

Controlado por: Presión hidráulica.

Localización: En la tubería.

Usos: Para evitar que la presión del desagüe exceda un nivel máximo regulado.

Presión de entrada: Máxima 300 psi

Presión de entrada: Mínima 5 psi

Materiales: Cuerpo de hierro fundido (acerado) con partes internas de bronce.

Dispositivos de control:

Filtro Modelo 5F-2

Válvula de aguja

Piloto Reductor de Presión Modelo 40WR

(Puede ser añadido a otras válvulas básicas como una petición especial).

Para detalles completos, ver los capítulos Características Generales y Características Particulares.

Opciones

1. Cuerpo en ángulo (90 grados)
2. Cuerpo de acero fundido o fundición nodular y partes internas de acero inoxidable.

Características particulares

Se puede añadir a la válvula de reductora de presión los siguientes mecanismos:

ACAV Sistema anticavitación

TEF Cilindros revestidos con teflón

CE Anti-retorno (contorneado)

CI Anti-retorno (interno)

R Flujo reversible

PR Piloto dual: segundo piloto reductor de presión

BP Piloto mantenedor de presión

SC o SO Piloto solenoide de 2 Vías

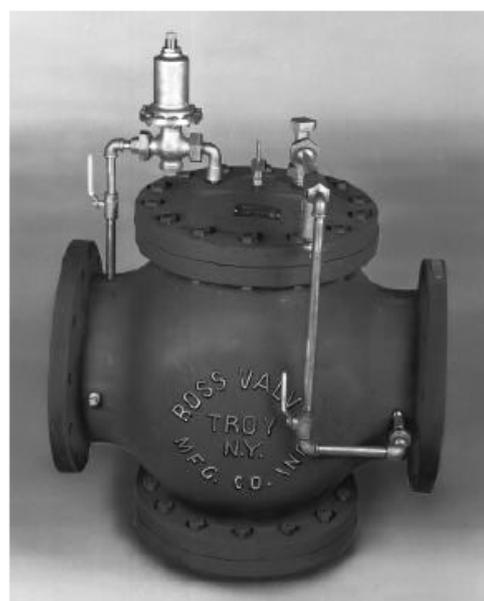
SG o SF Piloto solenoide de 3 Vías

M Motor eléctrico reversible

ES Filtro de alta eficacia

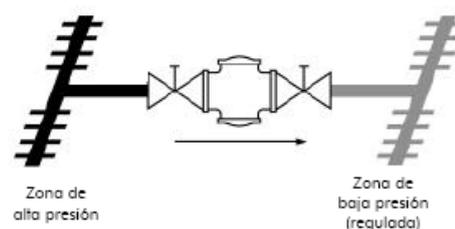
LS Microrruptor

NOTA: Ross Valve Mfg. Co., Inc. se reserva el derecho de modificar la construcción de la válvula cuando dé como resultado un mejor o igual funcionamiento al diseño actual. Estas modificaciones pueden ser hechas en cualquier momento y por decisión exclusiva del fabricante.



Aplicaciones esenciales

Controla los sistemas donde la presión de aporte (entrada) es superior a la presión deseada de salida.



Si la presión de aporte es superior a la capacidad del usuario, la válvula Ross 40WR modulará para permitir únicamente el paso de la cantidad de agua necesaria para que se mantenga una presión no superior a la regulada.

VÁLVULA REDUCTORA DE PRESIÓN

Uso: controlar la presión del desagüe.

Modelo 40WR

Funcionamiento

Para regular el flujo interno y externo de la cámara de control, un circuito externo de tuberías controla con precisión la posición del pistón. El circuito incluye:

1. En la entrada a la cámara de control
 - a) La tubería externa, la cual a su vez va unida a la entrada al cuerpo de la válvula - Introduce agua en la válvula hacia la cámara de control.
 - b) Válvula de aguja - Limita el flujo de agua que entrar en la cámara de control (puede ajustarse para aumentar o disminuir la velocidad a la cual el agua entra en la cámara de control).
2. En la salida a la cámara de control
 - a) Tubería externa - También unida al desagüe de la válvula, dirige el agua que sale de la cámara de control hacia agua abajo.
 - b) Piloto hidráulico - Controla el agua que sale de la cámara de control mediante un diafragma que está en equilibrio entre la tensión de un resorte en la parte superior, y la presión agua abajo en su parte inferior. (La tensión del resorte es regulable y se puede ajustar cuando los requerimientos de presión cambien).

Dada la interacción directa entre la unidad de control y el pistón modulante, la válvula distribuye automáticamente el flujo mientras controla la presión agua abajo deseada.

1. Cuando el agua sale de la válvula a un nivel de presión regulado,
 - a) La unidad de control hace que la cantidad de agua que entra sea igual a la que sale de la cámara de control.
 - b) El pistón permanece en una posición intermedia entre abierta y cerrada.
2. Cuando la presión agua abajo (usuario) aumenta,
 - a) La presión agua abajo se comunica por el tubo externo, dentro del piloto, empujando el diafragma del piloto hacia arriba.
 - b) El asiento del piloto se cierra gradualmente.
 - c) El agua continúa fluyendo a través de la válvula de aguja hacia la cámara de control, donde no hay salida.
 - d) El agua que entra en la cámara de control hace que aumente la presión y hace que el pistón baje.
 - e) La válvula se cierra gradualmente.

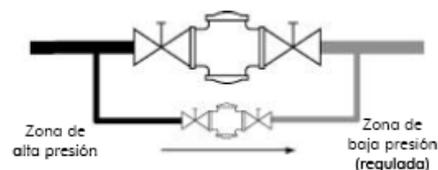
3. Cuando la presión agua abajo (usuario) disminuye,
 - a) Disminuye la presión agua abajo en el desagüe del piloto.
 - b) La presión debajo del diafragma del piloto desciende por debajo de la presión regulada del resorte, empujándolo hacia abajo.
 - c) El asiento del piloto se abre gradualmente.
 - d) La presión en la cámara de control disminuye gradualmente mientras mayor sea la cantidad de agua que sale que la que entra por la válvula de aguja.
 - e) El pistón se levanta gradualmente y la válvula se abre.

Recomendación

Cuando hay variación en los caudales se puede instalar una válvula grande modelo 40WR pensando en los mayores caudales, y una más pequeña que funcione sólo para los caudales pequeños (23WR o 82EP), tal y como sigue a continuación:

La válvula pequeña - Usualmente ajustada para unos niveles de descarga de presión de 3 a 5 psi por encima del nivel de la válvula grande. Esta válvula controlará las necesidades de flujos bajos.

La válvula grande - Se abre únicamente cuando las demandas excedan la capacidad de la válvula pequeña y la presión descienda a la presión regulada en la válvula grande.



Dentro de los beneficios se incluyen:

1. Reduce los costos de mantenimiento que se dan cuando una válvula grande funciona con flujos pequeños.
2. Reduce el ruido producido por una válvula grande cuando ésta funciona con flujos pequeños.
3. Evita la repetición de ciclos de pequeños movimientos de apertura y cierre de una única válvula grande que funcione en flujos bajos y las resultantes fluctuaciones de presión.
4. Provee un servicio ininterrumpido mientras se realiza el mantenimiento de una de las válvulas.
5. Minimiza los daños de una única unidad grande.

Anexo 2 Tablas de datos de figuras 5.18 y 5.19

BUTU #	Caudal m3/h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
1	84,51	48,51	9157,42	100,00%	48,51	0,00
	83,53	47,58	8879,72	80,00%	47,58	0,00
	81,34	45,55	8277,25	60,00%	45,55	0,00
	75,27	40,34	6705,80	40,00%	40,34	0,00
	52,97	26,50	2253,18	20,00%	26,50	0,00

BUTU #	Caudal m3/h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
2	152,00	45,19	14278,72	100,00%	45,19	0,00
	146,89	42,51	13107,51	80,00%	42,51	0,00
	136,57	37,46	10907,68	60,00%	37,46	0,00
	113,50	28,03	6773,91	40,00%	28,03	0,00
	63,39	16,35	1034,05	20,00%	16,35	0,00

BUTU #	Caudal m3/h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
3	67,71	49,05	5331,62	100,00%	49,05	0,00
	66,84	48,45	5160,98	80,00%	48,45	0,00
	64,92	47,17	4795,11	60,00%	47,17	0,00
	59,60	43,94	3850,69	40,00%	43,94	0,00
	40,48	36,28	1265,01	20,00%	36,28	0,00

BUTU #	Caudal m3/h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
4	128,80	46,55	10886,77	100,00%	46,55	0,00
	125,93	44,49	10310,32	80,00%	44,49	0,00
	119,87	40,34	9146,08	60,00%	40,34	0,00
	104,92	31,23	6590,66	40,00%	31,23	0,00
	64,88	14,75	1815,29	20,00%	14,75	0,00

BUTU #	Caudal m3/h	H f(Q) m	Potencia W	Apertura Reg. 2 %	Hneta sist. m	H f(Q)=H neta sist. m
5	95,43	48,11	2607,26	100,00%	48,11	0,00
	85,13	47,48	1370,17	80,00%	47,48	0,00
	62,35	47,39	1120,04	60,00%	47,39	0,00
	33,89	49,75	4842,38	40,00%	48,04	1,71
	13,88	53,05	8420,76	20,00%	48,39	4,67

Anexo 3 Las tablas de datos de inversión de cada BUTU, junto con las gráficas de potencia, eficiencia y altura de presión para cada máquina hidráulica

Tabla de Datos BUTU 1

Caudal Q m ³ /h	Modo Bomba			Modo Turbina			Eficiencia PuPh %	Sobrevelocidad RPM
	Altura Neta m	Potencia Bomba W	Potencia Hidráulica %	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Hidráulica W		
30,00	37,9714		3104,16	20,98	-165,61	1715,25	-9,66%	3486,03
32,50	37,8429	3351,461831		21,15	-10,07	1873,11	-0,54%	3500,00
35,00	37,6729	3593,052838		21,42	171,52	2043,27	8,39%	3522,54
37,50	37,4384	3825,7365		21,80	379,16	2227,86	17,02%	3553,50
40,00	37,2223	4057,2307	65,00%	22,28	612,85	2429,04	25,23%	3592,65
42,50	36,9255	6241,893385	67,46%	22,87	872,59	2648,94	32,94%	3639,73
45,00	36,5752	6339,215044	70,00%	23,57	1158,39	2889,70	40,09%	3694,44
47,50	36,2567	6407,191286	73,05%	24,36	1470,24	3153,48	46,62%	3756,44
50,00	35,9189	6424,334848	75,53%	25,27	1808,14	3442,41	52,53%	3825,37
52,50	35,5227	6479,478518	76,83%	26,27	2172,09	3758,64	57,79%	3900,88
55,00	35,0297	6614,559767	78,17%	27,38	2562,09	4104,30	62,42%	3982,59
57,50	34,4614	6716,2291	78,95%	28,60	2978,15	4481,55	66,45%	4070,12
60,00	33,9161	6839,354797	79,84%	29,92	3420,26	4892,52	69,91%	4163,11
62,50	33,2661	6945,493925	80,51%	31,35	3888,42	5339,36	72,83%	4261,20
65,00	32,4754	7037,178805	81,10%	32,88	4382,63	5824,20	75,25%	4364,04
67,50	31,745	7092,731473	80,93%	34,52	4902,89	6349,21	77,22%	4471,32
70,00	30,8689	7214,995598	80,35%	36,26	5449,21	6916,50	78,79%	4582,70
72,50	29,9686	7328,242284	79,69%	38,11	6021,58	7528,24	79,99%	4697,92
75,00	28,9152	7429,629235	78,87%	40,06	6620,00	8186,56	80,86%	4816,68
77,50	27,7881	7492,76531	78,05%	42,11	7244,47	8893,60	81,46%	4938,73
80,00	26,5547	7518,897333	76,49%	44,27	7894,99	9651,51	81,80%	5063,84
82,50	25,1617	7568,9246	74,82%	46,54	8571,57	10462,43	81,93%	5191,79
85,00	23,7172	7560,36445	72,02%	48,91	9274,19	11328,50	81,87%	5322,36
87,50	21,8936	7627,737365	68,53%	51,38	10002,87	12251,87	81,64%	5455,38
90,00	20,0238	7617,474464	64,83%	53,96	10757,60	13234,68	81,28%	5590,66
91,00	19,1237	7574,945164	63,31%	55,03	11066,79	13644,93	81,11%	5645,37
		7490,44307						

Gráficas de BUTU 1

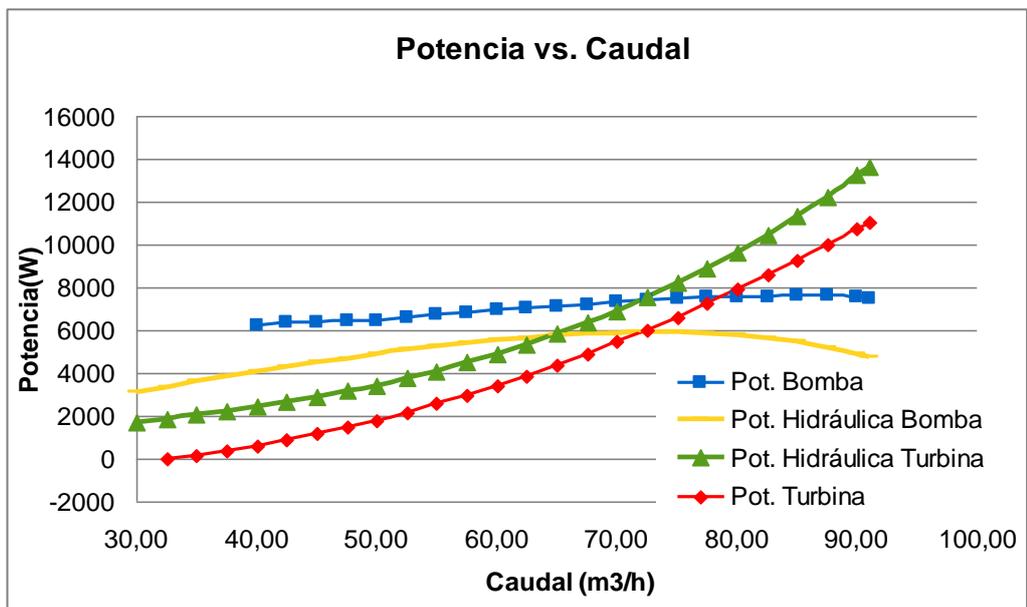
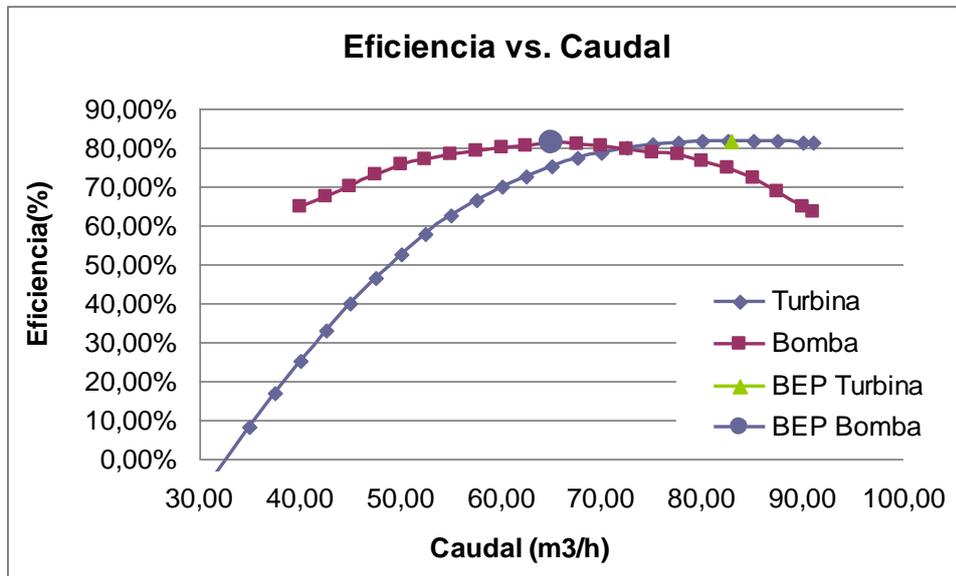
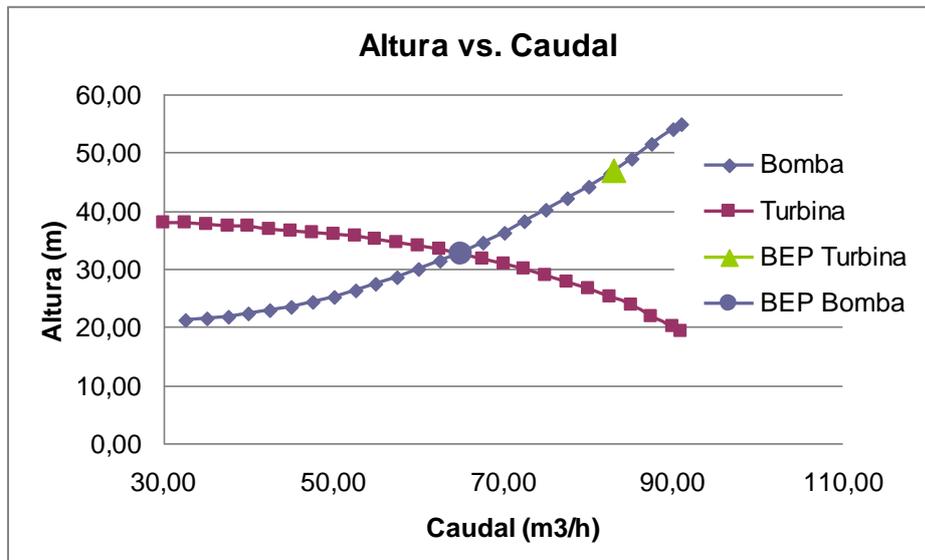


Tabla de Datos BUTU 2

Caudal Q m ³ /h	Modo Bomba				Modo Turbina				Eficiencia Pt/Ph %	Sobrevelocidad RPM
	Altura Neta m	Potencia Bomba W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia %	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia Pt/Ph %		
0,00	24,50620915	2311,66	0,01	0,00%	18,84	0,00	0,01	-75,39%	1957,84	
4,00	24,50612745	2570,036938	267,1167892	10,39%	18,11	-140,97	197,40	-71,41%	1919,66	
8,00	24,50678104	2704,66665	534,2478268	19,75%	17,46	-254,28	380,61	-66,81%	1884,85	
12,00	24,49068627	2861,414363	800,8454411	27,99%	16,89	-339,94	552,14	-61,57%	1853,60	
16,00	24,45816993	3060,781663	1066,376209	34,84%	16,39	-397,93	714,50	-55,69%	1826,08	
20,00	24,48227124	3250,099559	1334,283783	41,05%	15,97	-428,26	870,18	-49,22%	1802,48	
24,00	24,46674836	3444,720873	1600,125343	46,45%	15,62	-430,94	1021,70	-42,18%	1782,94	
28,00	24,45065359	3649,929891	1865,584869	51,11%	15,35	-405,95	1171,56	-34,65%	1767,60	
32,00	24,38594771	3862,271705	2126,45464	55,06%	15,16	-353,31	1322,27	-26,72%	1756,57	
36,00	24,40318627	4092,138483	2393,952573	58,50%	15,05	-273,00	1476,34	-18,49%	1749,93	
40,00	24,32745098	4307,800312	2651,692157	61,56%	15,01	-165,04	1636,26	-10,09%	1747,74	
44,00	24,18888889	4528,17819	2900,247778	64,05%	15,05	-29,41	1804,55	-1,63%	1750,00	
48,00	24,0875817	4757,961215	3150,656686	66,22%	15,17	133,87	1983,71	6,75%	1756,70	
52,00	23,9870915	4987,902239	3398,970866	68,14%	15,36	324,81	2176,25	14,93%	1767,80	
56,00	23,84232026	5216,511376	3638,338072	69,75%	15,63	543,41	2384,68	22,79%	1783,20	
60,00	23,75457516	5468,801494	3883,873039	71,02%	15,97	789,67	2611,49	30,24%	1802,80	
64,00	23,58447712	5693,922667	4113,13281	72,24%	16,39	1063,59	2859,20	37,20%	1826,47	
68,00	23,40964052	5921,487009	4337,806389	73,26%	16,89	1365,17	3130,31	43,61%	1854,04	
72,00	23,19321895	6127,846057	4550,509559	74,26%	17,47	1694,41	3427,33	49,44%	1885,35	
76,00	22,98039216	6346,16675	4759,239215	74,99%	18,12	2051,31	3752,77	54,66%	1920,21	
80,00	22,69191176	6545,062135	4946,836764	75,58%	18,85	2435,87	4109,13	59,28%	1958,44	
84,00	22,41764706	6744,57352	5131,399411	76,08%	19,65	2848,09	4498,91	63,31%	1999,83	
88,00	22,11642157	6929,589612	5303,517892	76,53%	20,54	3287,97	4924,62	66,77%	2044,21	
92,00	21,79117647	7117,853129	5463,047941	76,75%	21,49	3755,50	5388,78	69,69%	2091,37	
96,00	21,37892157	7283,667825	5592,725882	76,78%	22,53	4250,70	5893,87	72,12%	2141,14	
100,00	20,9872549	7451,386364	5719,02696	76,75%	23,64	4773,56	6442,42	74,10%	2193,33	
104,00	20,55898693	7619,488592	5826,416895	76,47%	24,83	5324,07	7036,92	75,66%	2247,78	
108,00	20,06879085	7778,217158	5906,245147	75,93%	26,10	5902,25	7679,89	76,85%	2304,33	
112,00	19,60114379	7972,089141	5982,269085	75,04%	27,44	6508,08	8373,83	77,72%	2362,83	
116,00	19,02745098	8130,447079	6014,577255	73,98%	28,86	7141,57	9121,24	78,30%	2423,14	
120,00	18,40947712	8344,518252	6019,899019	72,14%	30,35	7802,73	9924,63	78,62%	2485,11	
124,00	17,78112745	8569,757552	6008,242965	70,11%	31,92	8491,54	10786,51	78,72%	2548,65	
124,90	17,60490196	8610,761926	5991,872394	69,59%	32,29	8650,33	10988,75	78,72%	2563,14	

Gráficas de BUTU 2

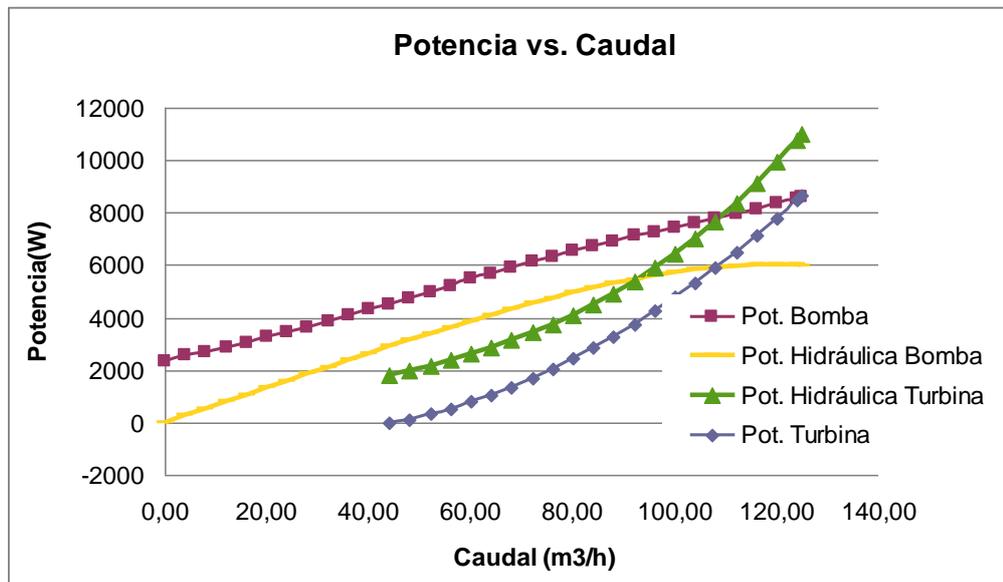
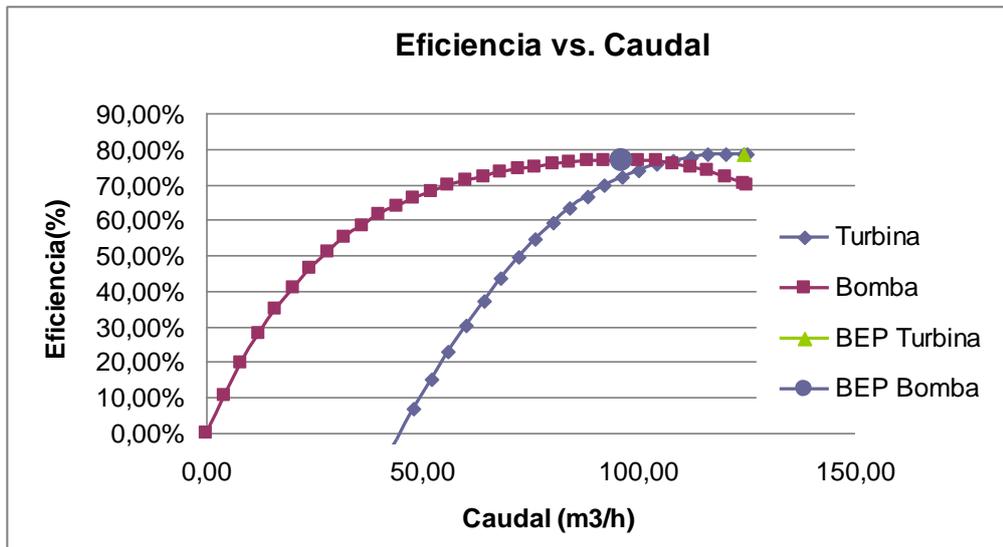
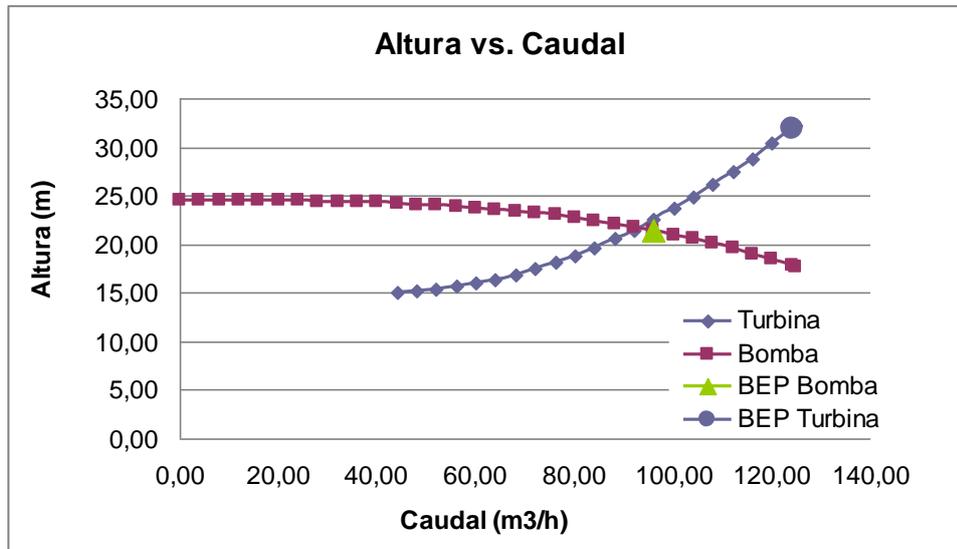


Tabla de Datos BUTU 3

Caudal Q m3/h	Modo Bomba				Modo Turbina				Sobrevelocidad RPM
	Altura Neta m	Potencia Bomba W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia %	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia Pt/Ph %	
	0.00	39.99999838	4715.601947	0.11	0.00%	40.31	-0.04	0.11	
4.00	40.22016114	5055.994058	438.3997564	9.26%	38.69	-129.93	421.71	-30.81%	1872.06
8.00	40.29712402	5367.698942	878.4773037	17.43%	37.33	-204.20	813.84	-25.09%	1838.93
12.00	40.33645224	5707.794545	1319.001988	24.73%	36.24	-222.78	1185.16	-18.80%	1811.92
16.00	40.28827988	6028.098184	1756.569003	31.01%	35.42	-185.70	1544.43	-12.02%	1791.29
20.00	40.24010751	6368.416168	2193.085859	36.67%	34.87	-92.94	1900.42	-4.89%	1777.26
24.00	40.04817075	6697.39269	2619.150367	41.53%	34.59	55.49	2261.91	2.45%	1770.00
28.00	39.83628761	7057.873272	3039.508745	45.73%	34.57	259.59	2637.66	9.84%	1769.58
32.00	39.61593668	7409.532718	3454.509678	49.46%	34.82	519.37	3036.43	17.10%	1776.02
36.00	39.24241268	7775.424586	3849.680683	52.66%	35.34	834.82	3467.00	24.08%	1789.23
40.00	38.84950682	8115.668443	4234.596244	55.31%	36.13	1205.94	3938.14	30.62%	1809.08
44.00	38.32092803	8459.099769	4594.67927	57.60%	37.19	1632.74	4458.61	36.62%	1835.33
48.00	37.72479501	8833.071503	4934.403187	59.47%	38.51	2115.20	5037.18	41.99%	1867.73
52.00	37.12151141	9155.969594	5260.118167	60.83%	40.10	2653.34	5682.62	46.69%	1905.96
56.00	36.32233941	9510.890637	5542.788993	61.85%	41.96	3247.16	6403.70	50.71%	1949.68
60.00	35.47085522	9817.777253	5799.484829	62.60%	44.09	3896.64	7209.18	54.05%	1998.52
64.00	34.38867058	10146.67965	5997.384148	62.84%	46.49	4601.80	8107.84	56.76%	2052.13
68.00	33.42541145	10473.50648	6193.728742	62.72%	49.16	5362.64	9108.44	58.88%	2110.13
72.00	32.13623617	10752.29889	6305.129537	62.17%	52.09	6179.14	10219.76	60.46%	2172.18
76.00	30.75786675	11038.28163	6369.954204	61.19%	55.29	7051.32	11450.55	61.58%	2237.94
80.00	29.16817871	11298.54224	6358.662959	59.72%	58.76	7979.17	12809.59	62.29%	2307.09
82.84	27.95	11483.93437	6309.40505	58.36%	61.39	8671.74	13857.17	62.58%	2358.08
86.98	-	-	-	-%	65.46	9731.61	15514.49	62.73%	2435.01

Gráficas de BUTU 3

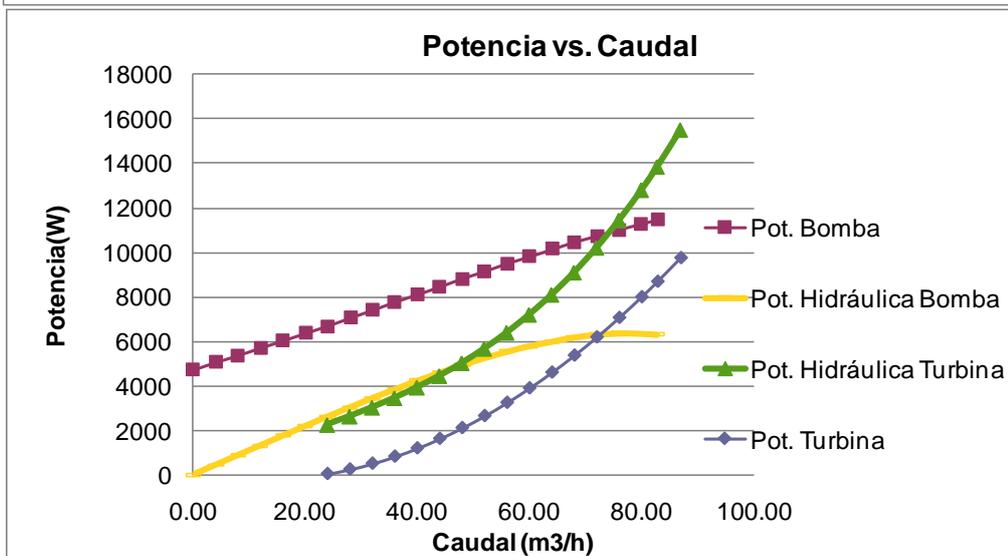
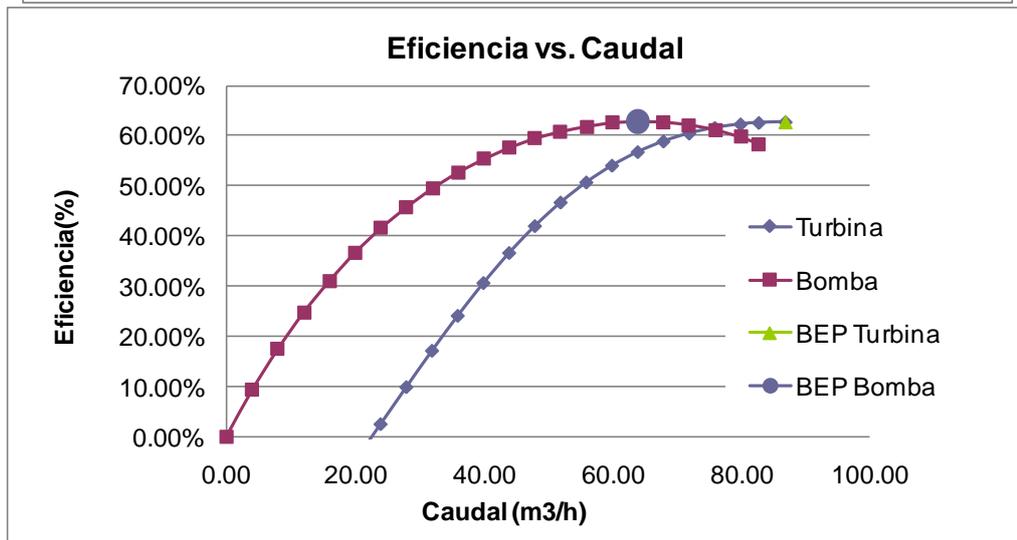
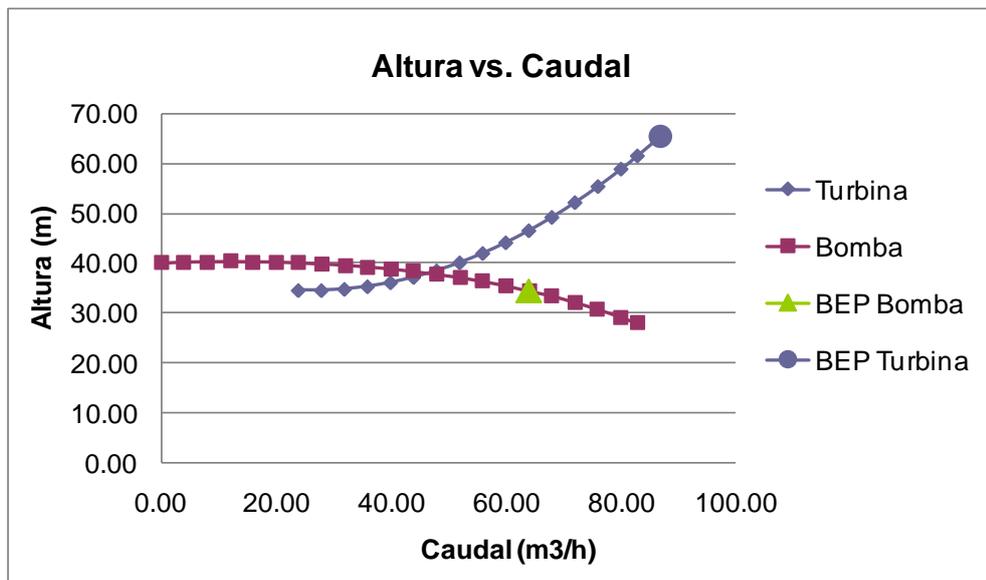


Tabla de Datos BUTU 4

Caudal Q m ³ /h	Modo Bomba				Modo Turbina				Eficiencia %	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia Pu/Ph %	Sobrevelocidad RPM
	Altura Neta m	Potencia Bomba W	Potencia Bomba W	Potencia Bomba W	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Turbina W	Potencia Turbina W						
0.00	16.99		0.00	0.00	12.56	0.00	0.00	0.00	12.56	0.00	0.00	0.00	#DIV/0!	1960.72
5.00	16.95		230.9562039	15.46%	11.65	-119.09	158.79	158.79	11.65	-119.09	158.79	158.79	-75.00%	1888.49
10.00	16.81		458.0014064	28.93%	10.93	-194.52	297.75	297.75	10.93	-194.52	297.75	297.75	-65.33%	1828.62
15.00	16.60		678.6897088	38.94%	10.38	-226.30	424.31	424.31	10.38	-226.30	424.31	424.31	-53.34%	1782.33
20.00	16.45	4548.45	896.4450986	47.32%	10.02	-214.43	545.85	545.85	10.02	-214.43	545.85	545.85	-39.28%	1750.72
25.00	16.27	4860.53	1108.326879	53.59%	9.83	-158.90	669.78	669.78	9.83	-158.90	669.78	669.78	-23.72%	1734.57
30.00	16.07	5177.41	1313.367453	59.12%	9.83	-59.72	803.52	803.52	9.83	-59.72	803.52	803.52	-7.43%	1734.33
35.00	15.89	5431.87	1515.72116	63.36%	10.01	83.11	954.45	954.45	10.01	83.11	954.45	954.45	8.71%	1750.00
40.00	15.64	5677.08	1704.868976	66.73%	10.37	269.60	1129.99	1129.99	10.37	269.60	1129.99	1129.99	23.86%	1781.16
45.00	15.41	5926.75	1890.107145	69.21%	10.91	499.75	1337.54	1337.54	10.91	499.75	1337.54	1337.54	37.36%	1827.02
50.00	15.08	6153.30	2054.487316	71.15%	11.63	773.55	1584.51	1584.51	11.63	773.55	1584.51	1584.51	48.82%	1886.50
55.00	14.85	6369.36	2225.663682	72.76%	12.53	1091.00	1878.29	1878.29	12.53	1091.00	1878.29	1878.29	58.08%	1958.37
60.00	14.48	6585.41	2367.370131	74.18%	13.62	1452.11	2226.30	2226.30	13.62	1452.11	2226.30	2226.30	65.23%	2041.32
65.00	14.10	6758.76	2496.851486	74.97%	14.88	1856.87	2635.93	2635.93	14.88	1856.87	2635.93	2635.93	70.44%	2134.05
70.00	13.70	6931.60	2612.429089	74.80%	16.33	2305.28	3114.59	3114.59	16.33	2305.28	3114.59	3114.59	74.02%	2235.35
75.00	13.28	7056.43	2713.470398	74.50%	17.96	2797.35	3669.68	3669.68	17.96	2797.35	3669.68	3669.68	76.23%	2344.11
80.00	12.81	7152.97	2792.668852	74.00%	19.76	3333.08	4308.61	4308.61	19.76	3333.08	4308.61	4308.61	77.36%	2459.34
85.00	12.32	7253.78	2853.303587	73.75%	21.75	3912.45	5038.79	5038.79	21.75	3912.45	5038.79	5038.79	77.65%	2580.17
90.00	11.71	7369.01	2871.533944	73.00%	23.93	4535.49	5867.61	5867.61	23.93	4535.49	5867.61	5867.61	77.30%	2705.85
95.00	11.13	7426.68	2881.931129	71.76%	26.28	5202.17	6802.48	6802.48	26.28	5202.17	6802.48	6802.48	76.47%	2835.74
100.00	10.45	7402.66	2847.81546	70.00%	28.81	5912.51	7850.81	7850.81	28.81	5912.51	7850.81	7850.81	75.31%	2969.29

Gráficas de BUTU 4

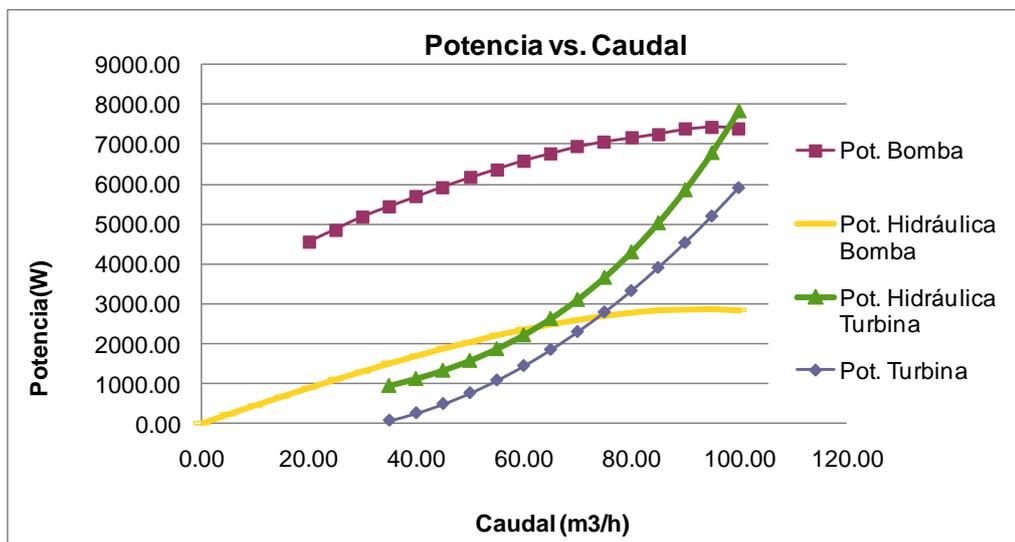
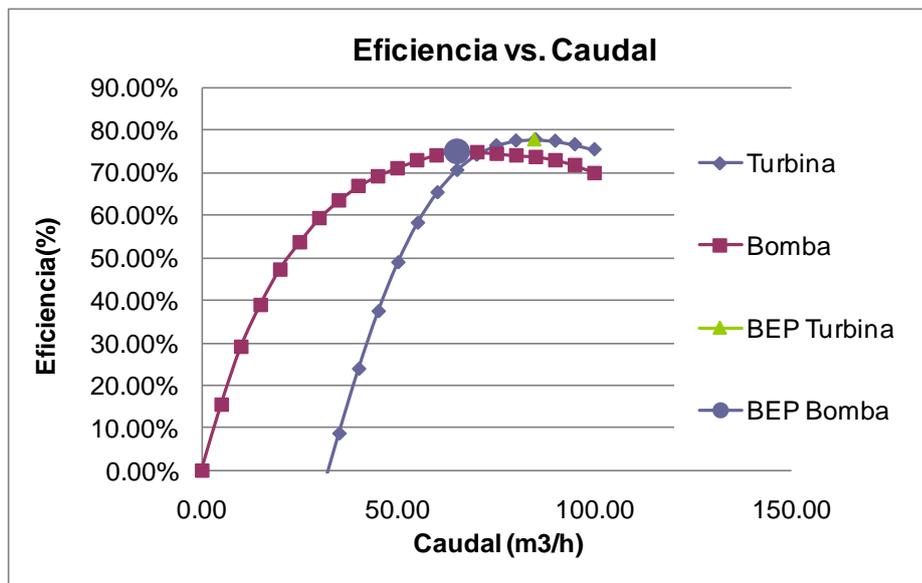
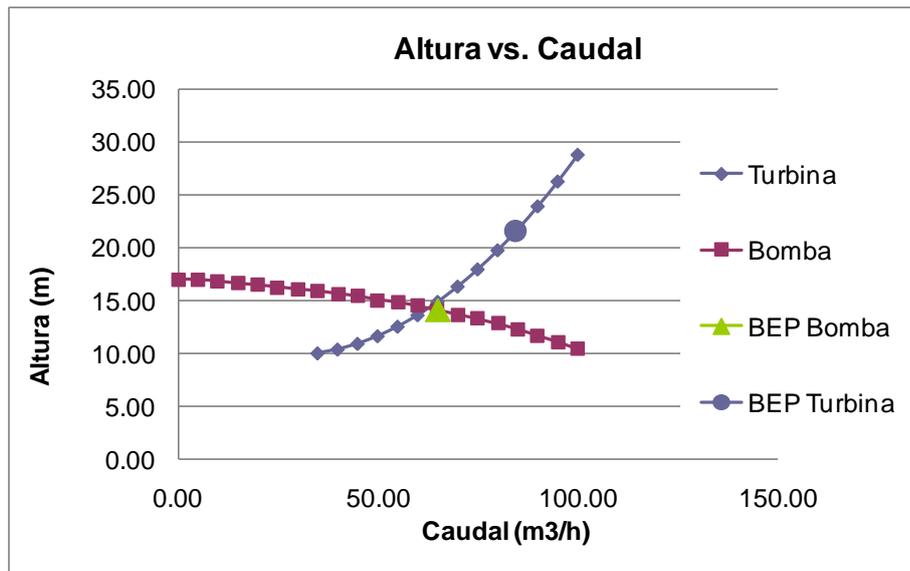
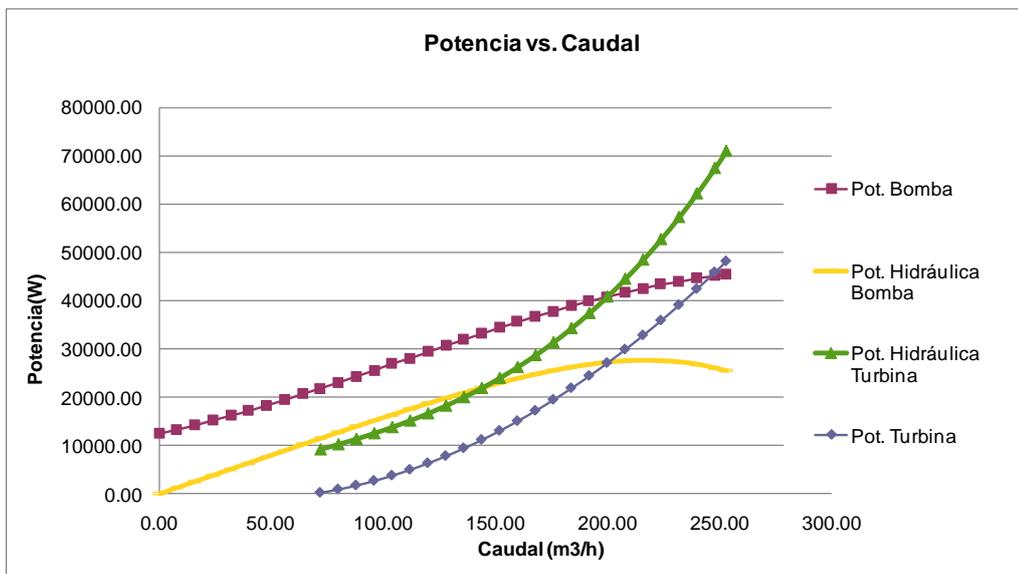
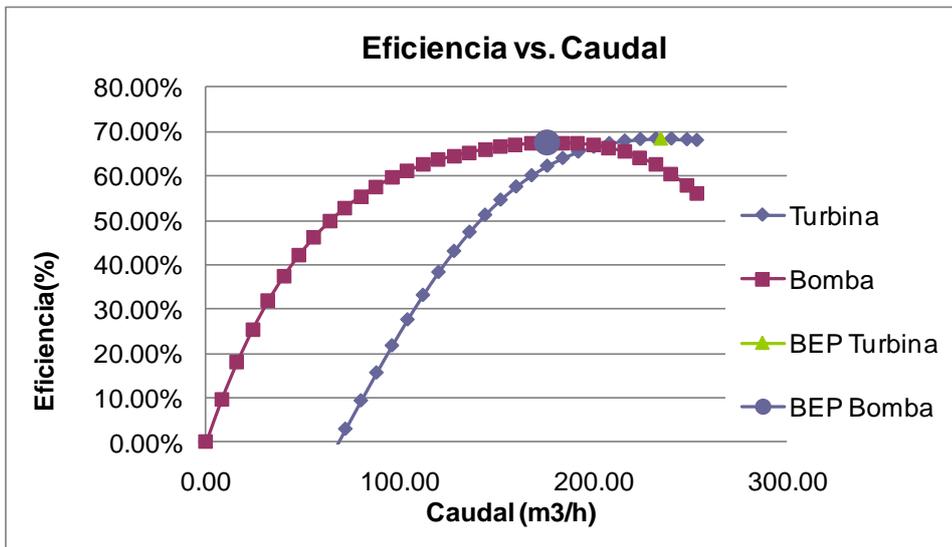
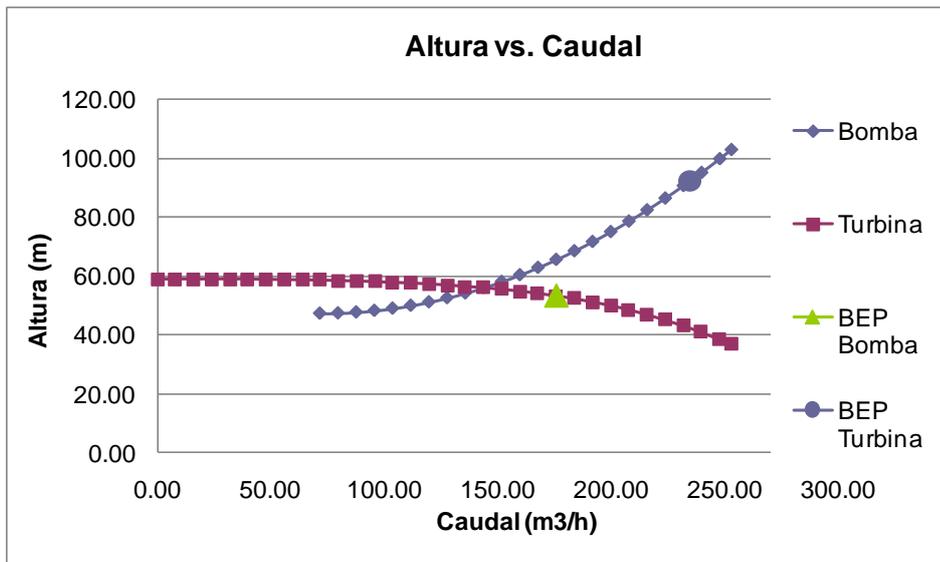


Tabla de Datos BUTU 5

Caudal Q m3/h	Modo Bomba				Modo Turbina				Sobrevelocidad RPM
	Altura Neta m	Potencia Bomba W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia %	Altura Neta m	Potencia Turbina W	Potencia Hidraulica W	Eficiencia Pu/Ph %	
0.00	58.88	12539.54	0.00	0.00%	56.15	0.00	0.00	#DIV/0!	1908.18
8.00	58.96	13388.15	1285.24734	9.62%	54.29	-498.18	1183.42	-42.10%	1876.25
16.00	58.94	14259.87	2569.97148	18.02%	52.64	-864.42	2295.10	-37.66%	1847.59
24.00	58.94	15319.96	3854.97684	25.41%	51.21	-1098.71	3349.30	-32.80%	1822.37
32.00	59.00	16262.37	5144.60816	31.81%	50.00	-1201.06	4360.27	-27.55%	1800.73
40.00	58.92	17252.07	6422.2691	37.40%	49.01	-1171.48	5342.27	-21.93%	1782.78
48.00	58.83	18394.78	7694.71548	42.17%	48.24	-1009.95	6309.56	-16.01%	1768.66
56.00	58.74	19513.33	8963.1136	46.33%	47.68	-716.47	7276.38	-9.85%	1758.45
64.00	58.64	20761.48	10227.54848	49.81%	47.35	-291.06	8257.00	-3.53%	1752.21
72.00	58.57	21927.01	11490.51186	52.88%	47.23	266.30	9265.66	2.87%	1750.00
80.00	58.41	23138.77	12732.944	55.48%	47.32	955.59	10316.64	9.26%	1751.82
88.00	58.25	24398.86	13968.90154	57.65%	47.64	1776.83	11424.17	15.55%	1757.67
96.00	58.05	25647.16	15185.85384	59.52%	48.17	2730.01	12602.51	21.66%	1767.50
104.00	57.79	27048.18	16378.70624	61.12%	48.93	3815.14	13865.93	27.51%	1781.25
112.00	57.60	28154.95	17578.23816	62.45%	49.90	5032.20	15228.67	33.04%	1798.82
120.00	57.25	29462.01	18720.423	63.56%	51.09	6381.21	16704.99	38.20%	1820.11
128.00	56.92	30757.59	19853.31232	64.54%	52.49	7862.16	18309.15	42.94%	1844.99
136.00	56.44	32017.23	20916.51576	65.29%	54.12	9475.05	20055.39	47.24%	1873.32
144.00	56.02	33254.49	21983.4252	66.01%	55.96	11219.88	21957.98	51.10%	1904.94
152.00	55.46	34479.08	22972.07046	66.51%	58.02	13096.65	24031.17	54.50%	1939.69
160.00	54.89	35668.32	23930.6448	66.97%	60.30	15105.37	26289.22	57.46%	1977.40
168.00	54.08	36822.52	24757.824	67.26%	62.79	17246.02	28746.38	59.99%	2017.92
176.00	53.30	37870.82	25564.16676	67.45%	65.51	19518.62	31416.91	62.13%	2061.06
184.00	52.33	39001.60	26238.81354	67.45%	68.44	21923.16	34315.05	63.89%	2106.68
192.00	51.23	39967.13	26801.86176	67.26%	71.59	24459.65	37455.07	65.30%	2154.62
200.00	50.03	40885.54	27266.132	66.91%	74.96	27128.07	40851.23	66.41%	2204.72
208.00	48.63	41767.70	27562.74716	66.29%	78.54	29928.44	44517.77	67.23%	2256.84
216.00	46.99	42627.94	27658.9026	65.43%	82.35	32860.75	48468.95	67.80%	2310.85
224.00	45.16	43428.97	27565.9692	64.18%	86.37	35925.00	52719.03	68.14%	2366.60
232.00	43.24	43982.73	27334.68428	62.53%	90.61	39121.19	57282.26	68.30%	2424.00
240.00	41.08	44701.14	26865.993	60.55%	95.07	42449.32	62172.89	68.28%	2482.91
248.00	38.6246	45195.83241	26102.50468	57.88%	99.74	45909.40	67405.19	68.11%	2543.24
253.11	36.9694	45478.15443	25498.71017	56.19%	102.84	48188.57	70932.70	67.94%	2582.47

Gráficas de BUTU 5



Anexo 4 Carta de Conformidad – Empresa Eléctrica Quito

Anexo 5 Planos de instalación

Índice de Planos

GENERALES

TJM-GEN-001

Implantación General

TJM-GEN-002

Planta Proyecto

ESTRUCTURALES

TJM-EST-001

Casa de Máquinas - Estructura - Planta

TJM-EST-002

Casa de Máquinas - Estructura - Fachadas

TJM-EST-003

Casa de Máquinas - Estructura - Detalles

MECANICOS

TJM-MEC-001

Tubería de Presión - Implantación

TJM-MEC-002

Tubería Casa de Máquinas - Planta

TJM-MEC-003

Tubería Casa de Máquinas - Perfil

ELECTRICOS

TJM-ELC-001

Sistema Eléctrico - Diagrama

TJM-ELC-002

Tubería Casa de Máquinas - Instrumentación

TJM-ELC-003

Sistema de Regulación - Diagrama Unifilar

GLOSARIO

Alabes	Se denomina álabe a cada una de las paletas curvas de una rueda hidráulica o de una turbina.
Altura bruta	Diferencia de altura entre el nivel de agua y el nivel del eje de la máquina hidráulica.
Altura Neta	Diferencia entre altura bruta y pérdidas del sistema hidráulico
AVR	Regulador automático de tensión
BEP	Barril Equivalente de petróleo
BEP	Punto máximo de eficiencia
Biomasa	Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.[máquina hidráulica generadora que transforma la energía
Bomba hidráulica	(generalmente energía mecánica) con la que es accionada en energía hidráulica del fluido incompresible que mueve
BUTU	Bombas Utilizadas Como Turbinas
Caudal	Cantidad de fluido que avanza en una unidad de tiempo.
Cavitación	Efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido en estado líquido pasa a gran velocidad por una arista afilada, produciendo una descompresión del fluido debido a la conservación de la constante de Bernoulli
Combustible	
Fósil	Recurso no renovable: petróleo, carbón, gas natural.
Concesión	Derecho concedido por una autoridad federal, local o municipal para explotar bienes de dominio públicos, o para proporcionar servicios al público en general.
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación
Demanda Energética	Energía requerida para satisfacer necesidades varias del usuario.
ELC	Controlador de carga electrónica
EMAAP-Q	Empresa de Agua Potable Quito
Energía Eólica	Energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.
Energía Geotérmica	Energía que puede ser obtenida por el hombre mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.
Energía Mareomotriz	La que se obtiene aprovechando la mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares.
Energía Mecánica	Energía que se debe a la posición y al movimiento de un cuerpo, por lo tanto, es la suma de las energías potencial, cinética y la elástica de un cuerpo en movimiento.
Energía Solar	Energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol.
ERNC	Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales
ETR	Regulador electrónico de velocidad

Factor de planta	Es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
Generación Eléctrica	Consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica.
IDC	Índice de Desarrollo Humano
IGC	Controlador de generación de inducción
Impulsor	Es un tipo de rotor situado dentro de una tubería o un conducto y encargado de impulsar un fluido. Generalmente se utiliza este término para referirse al elemento móvil de una bomba centrífuga, pero en ocasiones también se utiliza para referirse al elemento móvil de turbinas y ventiladores.
INEC	Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
Isohelias	Líneas que unen los puntos de la superficie terrestre que tienen las mismas horas de sol.
Isoyetas	Líneas que unen los puntos de la superficie terrestre que tienen la misma cantidad de lluvia.
m.c.a.	Metros de columna de agua
MCH	Microcentral hidroeléctrica
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
Motor	Parte de una máquina capaz de transformar cualquier tipo de energía (eléctrica, de combustibles fósiles, ...), en energía mecánica capaz de realizar un trabajo.
Motor de inducción msnm	Son un tipo de motores eléctricos de corriente alterna. Metros sobre el nivel del mar
PLC	Controlador Lógico Programable. Diseñado para programar y controlar procesos secuenciales en tiempo real.
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Potencia	Es la cantidad de trabajo efectuado por unidad de tiempo.
Potencia Instalada	Carga eléctrica total (en vatios) de un sistema o circuito eléctrico si todos los aparatos se ponen en funcionamiento a la vez.
PVC	Poli cloruro de vinilo. Es un polímero termoplástico.
Recurso Hídrico	Recurso del agua que se constituyen en uno de los recursos naturales renovables más importante para la vida.
Rendimiento	Es la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos.
Turbinas	Son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y este le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.
UNIPEDA	Unión de Productores de Electricidad

BIBLIOGRAFÍA

- ARTHUR WILLIAMS. Bombas como Turbinas – Guía de Usuario. 2da ed. Londres. Publicaciones ITDG. 2006, 70 p.
- NIGEL SMITH. Motores como Generadores. Primera ed. Londres. Publicaciones ITDG. 2001, 74 p.
- IGOR J. KARASSIK et al. Pump Handbook. 3ra ed. Estados Unidos de América. McGraw Hill. Pp. 327-437.
- M. HANIF CHAUDHRY, Ph.D. Applied Hydraulic Transients. 2da ed. Nueva York. Van Nostrand Rheinhold. 1987. pp. 90-102.
- ECUADOR, CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Plan Maestro de Electrificación 2007-2016. Primera ed. Quito. CONELEC. 433p
- ECUADOR, MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE. Matriz Energética al 2020. Primera ed. Quito. MEER. 6p.
- ARGENTINA, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE. Bombas Centrífugas. Primera ed. Comahue. 2004. 46p.
- SONIA RAWAL y KSHIRSAGAR J.T. Simulación Numérica de una Bomba Operando en Modo Turbina. Independiente. 2007. 7 p.
- CHRIS GREACEN. Reporte de Proyecto – Micro Hidroeléctrica Huai Kra Thing. 2006. 12p.
- ARGENTINA, UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE. Microcentrales. Primera ed. Comahue. 2002. 21p.
- www.miliarium.com, Cálculo de Pérdidas de Carga en Tuberías. Español, Octubre 2008.
- www.conelec.gov.ec, Situación Energética en el Ecuador. Español. Marzo 2010.
- www.celec.com.ec, Centrales de Generación en Ecuador. Español. Marzo 2010.
- www.ccquito.gov.ec, Precios Materiales de Construcción. Español. Marzo 2010.
- www.wikipedia.org, Definiciones y consultas varias, Español. Marzo 2010.