



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA E.E.Q. PARA LA COMUNIDAD RURAL SAN JUAN DE QUITASOL

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

CHRISTIAN MARCELO JUNIA GUERRA

nirmet_1992@yahoo.es

WASHINGTON EDUARDO PRIETO CORREA

politecwp@hotmail.com

DIRECTOR: ING. LUIS ANTONIO BAYAS PAREDES

antoniobayas@hotmail.com

CODIRECTOR: ING. FAUSTO IVÁN CEVALLOS ARGOTI

facevallos@eeq.com.ec

Quito, Octubre de 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, CHRISTIAN MARCELO JUNIA GUERRA y WASHINGTON EDUARDO PRIETO CORREA, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Christian Marcelo Junia Guerra

Washington Eduardo Prieto Correa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Marcelo Junia Guerra y Washington Eduardo Prieto Correa, bajo mi supervisión.

Ing. Antonio Bayas Paredes
DIRECTOR DEL PROYECTO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Marcelo Junia Guerra y Washington Eduardo Prieto Correa, bajo mi supervisión.

Ing. Fausto Cevallos Argoti
CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer primeramente a Dios por todos los cuidados que he recibido de él y por permitir que en los momentos difíciles de mi vida siempre haya tenido a mis padres y a mi hermana junto a mí para darme el apoyo necesario para seguir adelante.

Agradezco de sobremanera a mis padres Marcelo y Zoila por darme el cariño y el apoyo suficiente como para vencer cualquier obstáculo en mi vida.

También agradezco a mi hermana Soraya que siempre ha estado junto a mí, le agradezco por todos aquellos consejos que me dio y que me han servido de mucho a lo largo de mi vida.

Así mismo quiero agradecer a Daniel, Rodrigo, Johnny y Angie puesto que su ayuda fue muy importante para la realización de este proyecto.

Finalmente, agradezco a todos mis amigos por el apoyo y por todos los buenos momentos que vivimos en nuestra etapa estudiantil, y en especial a Washington por brindarme una amistad sincera y por poner la cuota de optimismo cuando las cosas se ponían difíciles mientras realizábamos la tesis.

Christian

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a Dios por haberme dado vida, salud y fortaleza para alcanzar mis metas.

A mi esposa Nathaly quién día a día estuvo a mi lado brindándome su apoyo incondicional.

A mis hijos Nicolay y Danna quienes se convirtieron en un incentivo para no dejarme vencer ante las adversidades que aparecían en el camino.

A mis padres Washington y Gladys que me brindaron su apoyo en todo momento y que por todos esos años de sacrificio hoy se ven los frutos en esta meta alcanzada.

A mis suegros René y Sonia que siempre han estado dispuestos a ayudarme cuando lo necesite.

A mis hermanas Germania y Diana por su cariño y apoyo

A mi abuelita “Mamita Maruja” que siempre con palabras aliento me daba el empujoncito que me faltaba en varias ocasiones.

A todas mis tías que siempre las he considerado como una mamá más para mí.

A mis amigos “Caballo”, “Goliath”, “Gigio”, “Jiban”, Adrian, Jossue y Angie que siempre estuvieron ahí para darme la ayuda necesaria en esta etapa que está por culminar.

Y por último a mi amigo y compañero de tesis Christian que confió en mi persona para poder culminar un largo periodo estudiantil que viene desde que éramos niños e iniciar una larga etapa en la vida profesional.

Washington

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

Queremos agradecer al Ing. Antonio Bayas, al Ing. Fausto Cevallos, al Ing. Edison Naranjo y al Ing. Marcelo Jaramillo por toda la ayuda que nos brindaron en la realización del presente proyecto de titulación.

Washington

Christian

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mis padres Marcelo y Zoila y a mi hermana Soraya.

“Todo lo bueno que llegue a ser y a conseguir en esta vida, es gracias a ustedes”.

Christian

DEDICATORIA

A mi esposa Nathaly, a mis hijos Nicolay y Danna, a mis padres Washington y Gladys, a mis hermanas y sobrino Germania, Diana y David.

Washington

RESUMEN

La energía eléctrica es un servicio básico que deben tener todas las personas ya que esta les permite tener una mejor calidad de vida y un mejor desarrollo productivo.

Sin embargo, existen varias zonas rurales que no cuentan con este servicio básico. La principal causa son los altos costos que implica llevar las redes de distribución hacia estas zonas, esto debido principalmente a la lejanía de estas zonas, al difícil acceso a las mismas, y a los bajos niveles de población.

Por esta razón, es necesario analizar otras alternativas de electrificación para estas zonas. El suministro eléctrico a través de sistemas aislados por medio del uso de energías renovables, se presenta como una opción bastante atractiva.

Sin embargo, la decisión final de cuál alternativa utilizar, se debe tomar en base a los resultados que se obtengan de la realización de un estudio técnico-económico del caso en estudio.

Es por esta razón que se ha realizado el presente estudio técnico-económico, que toma como caso de estudio, la comunidad rural San Juan de Quitasol. Este estudio permite determinar la mejor alternativa de electrificación para esta comunidad.

El contenido del presente estudio se detalla a continuación.

En el capítulo I, se presenta en primer lugar la situación de la electrificación rural en nuestro país y en la zona de incidencia de la E.E.Q. Posteriormente se analiza el caso en estudio, la ubicación de San Juan de Quitasol, el análisis socio económico de sus habitantes, los motivos del por qué la zona no se encuentra electrificada y los medios que los habitantes de la zona utilizan como reemplazo de la energía eléctrica convencional.

En el capítulo II, se realiza el estudio de la demanda del servicio. La determinación de la demanda se la realiza de dos formas, la primera considerando las normas de la Empresa Eléctrica Quito, y la segunda mediante cuadros de carga.

En el capítulo III, se establecen las tres alternativas de electrificación para la comunidad. La primera contempla la extensión de la red de distribución, la segunda se basa en el uso de sistemas solares fotovoltaicos, y la tercera hace uso de un sistema micro hidroeléctrico.

En el capítulo IV, se realizan los dimensionamientos técnicos de cada alternativa de electrificación acompañado de su respectivo análisis económico.

Además, en base a los resultados obtenidos del análisis técnico-económico, se establece la mejor alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol.

Finalmente, en el capítulo V, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

CONTENIDO

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	1
1.1.1 ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL ECUADOR.....	1
1.1.1.1 Electrificación rural con energía renovable no convencional.....	2
1.1.2 ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA E.E.Q.....	2
1.2 CASO DE ESTUDIO.....	3
1.2.1 ANTECEDENTES.....	3
1.2.2 UBICACIÓN DE LA ZONA.....	4
1.2.3 CONFORMACIÓN DE LA COMUNIDAD.....	5
1.2.4 ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DEL POBLADO.....	7
1.2.4.1 Situación social.....	8
1.2.4.2 Descripción de las viviendas.....	8
1.2.4.3 Situación económica.....	10
1.2.4.4 Fuentes alternativas de energía.....	11
1.2.4.5 Disponibilidad de pago.....	13

CAPÍTULO II

2 ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SERVICIO.....	14
2.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA CONSIDERANDO LAS NORMAS DE LA E.E.Q.....	14
2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES.....	14
2.1.2 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE O DIVERSIFICADA.....	16
2.1.2.1 Sectores con predominio de clientes residenciales.....	16
2.1.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DISEÑO.....	20
2.1.3.1 Clientes residenciales.....	20
2.1.4 DEMANDA DE LAS CARGAS ESPECIALES.....	22
2.1.4.1 Elección del tipo de ordeñadora.....	22
2.1.4.2 Demanda individual y total de las ordeñadoras mecánicas.....	23
2.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE CUADROS DE CARGA.....	25
2.2.1 MODELOS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL.....	26
2.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN APARATOS ELÉCTRICOS.....	27

2.2.2.1	Etiquetas de eficiencia energética.....	27
2.2.2.1.1	<i>Sello ENERGY STAR</i>	29
2.2.2.2	Iluminación eficiente.....	30
2.2.3	CUADROS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL.....	32
2.2.3.1	Consumo residencial o doméstico.....	32
2.2.3.1.1	<i>Cuadro de carga con artefactos tradicionales</i>	32
2.2.3.1.2	<i>Cuadro de carga con artefactos eficientes</i>	33
2.2.3.1.3	<i>Cuadro de carga con artefactos eficientes con la inclusión de una ordeñadora mecánica</i>	35
2.2.3.2	Consumo en la casa comunal.....	37
2.2.3.3	Consumo en la iglesia.....	38
2.2.4	DEMANDA DE ENERGÍA DE LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL EN BASE A CUADROS DE CARGA.....	40

CAPÍTULO III

3	ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN.....	41
3.1	ELECTRIFICACIÓN MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	42
3.1.1	INTRODUCCIÓN.....	42
3.1.2	UBICACIÓN ELÉCTRICA DE LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL.....	43
3.1.2.1	Ubicación de la comunidad respecto a la red de medio voltaje.....	43
3.1.2.2	Subestación y alimentador primario a la que pertenece la comunidad.....	44
3.1.3	UNIDADES DE PROPIEDAD Y CONSTRUCCIÓN – E.E.Q.....	46
3.1.3.1	Designación de disposiciones tipo.....	46
3.1.3.1.1	<i>Línea de distribución aérea (L) y Red primaria de distribución aérea (R)</i>	47
3.1.3.1.2	<i>Red secundaria de distribución aérea (R)</i>	48
3.1.4	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC) DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	49
3.1.4.1	Definiciones básicas.....	49
3.1.4.1.1	<i>Unidades de Propiedad (UP)</i>	49
3.1.4.1.2	<i>Unidades de Construcción (UC)</i>	49
3.1.4.2	Identificador nemotécnico de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC).....	49
3.1.4.2.1	<i>Unidades de Propiedad: Primer Campo</i>	50
3.1.4.2.2	<i>Unidades de Propiedad: Segundo Campo</i>	51
3.1.4.2.3	<i>Unidades de Propiedad: Tercer Campo</i>	51
3.1.4.2.4	<i>Unidades de Propiedad: Cuarto Campo</i>	52
3.1.4.2.5	<i>Unidades de Propiedad: Quinto Campo</i>	52

3.1.4.3	Identificador nemotécnico de las estructuras en redes aéreas de distribución.....	52
3.1.4.3.1	<i>Estructuras en redes aéreas de distribución.....</i>	52
3.2	ELECTRIFICACIÓN EN BASE AL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	55
3.2.1	INTRODUCCIÓN.....	55
3.2.2	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	55
3.2.3	EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA ZONA DEL PROYECTO.....	57
3.2.4	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	59
3.2.4.1	Funcionamiento del sistema solar fotovoltaico.....	59
3.2.4.2	Componentes del sistema solar fotovoltaico.....	59
3.2.4.2.1	<i>Módulo o panel fotovoltaico.....</i>	60
3.2.4.2.2	<i>Baterías.....</i>	61
3.2.4.2.3	<i>Regulador o controlador de carga.....</i>	63
3.2.4.2.4	<i>Inversor.....</i>	64
3.2.4.2.5	<i>Cargas de consumo (Receptores).....</i>	65
3.2.4.3	Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico.....	65
3.2.4.4	Ventajas y desventajas del uso de un sistema solar fotovoltaico.....	66
3.2.5	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED..	67
3.2.5.1	Introducción.....	67
3.2.5.2	Definiciones.....	68
3.2.5.2.1	<i>Ángulo de inclinación β.....</i>	68
3.2.5.2.2	<i>Ángulo de azimut α.....</i>	68
3.2.5.2.3	<i>Gdm (0).....</i>	69
3.2.5.2.4	<i>Gdm (α_{opt}, β_{opt}).....</i>	69
3.2.5.2.5	<i>Gdm (α, β).....</i>	69
3.2.5.2.6	<i>Factor de irradiación (FI).....</i>	69
3.2.5.2.7	<i>Factor de sombreado (FS).....</i>	69
3.2.5.2.8	<i>Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.....</i>	70
3.3	ELECTRIFICACIÓN EN BASE AL USO DE SISTEMAS MICRO HIDROELÉCTRICOS.....	71
3.3.1	INTRODUCCIÓN.....	71
3.3.2	ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.....	72
3.3.3	EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN LA ZONA DEL PROYECTO.....	73
3.3.3.1	Introducción.....	73
3.3.3.2	Río en estudio: Cóndor Machay.....	73
3.3.3.3	Analogía con el Río Pilatón.....	74
3.3.3.4	Comportamiento hidrológico aproximado del Río Cóndor Machay.....	80
3.3.3.5	Analogía con el Río San Pedro en Machachi.....	85
3.3.3.6	Analogía con el nivel de precipitación registrado por la Estación Izobamba.....	91
3.3.4	SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO.....	100
3.3.5	SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO DE PASADA.....	100
3.3.5.1	Funcionamiento de un sistema micro hidroeléctrico de pasada.....	101

3.3.5.2 Componentes del sistema micro hidroeléctrico de pasada.....	103
3.3.5.2.1 Obras civiles.....	104
3.3.5.2.2 Equipo Electromecánico.....	109
3.3.5.3 Ventajas y desventajas del sistema micro hidroeléctrico de pasada.....	120

CAPÍTULO IV

4 ANALISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN.....	121
4.1 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	121
4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	122
4.1.1.1 Elección del tipo de red de distribución.....	122
4.1.2 DISEÑO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	125
4.1.2.1 Términos de referencia.....	125
4.1.2.1.1 Guía de diseño.....	125
4.1.2.1.2 Tipo de usuario.....	125
4.1.2.1.3 Tipo de instalación.....	125
4.1.2.1.4 Configuración de circuitos.....	126
4.1.2.2 Conformación de la red de distribución.....	127
4.1.2.3 Red de media tensión.....	127
4.1.2.3.1 Nivel de voltaje.....	127
4.1.2.3.2 Postes.....	128
4.1.2.3.3 Calibre del conductor.....	128
4.1.2.3.4 Estructuras de media tensión.....	128
4.1.2.3.5 Caídas de voltaje.....	128
4.1.2.4 Red de baja tensión.....	128
4.1.2.4.1 Nivel de voltaje.....	128
4.1.2.4.2 Postes.....	129
4.1.2.4.3 Calibre del conductor.....	129
4.1.2.4.4 Estructuras de baja tensión.....	129
4.1.2.4.5 Caídas de voltaje.....	129
4.1.2.5 Alumbrado público.....	129
4.1.2.6 Capacidad de los transformadores.....	130
4.1.2.6.1 Circuito 1 (CT1).....	133
4.1.2.6.2 Circuito 2 (CT2).....	134
4.1.2.6.3 Circuito 3 (CT3).....	135
4.1.2.6.4 Circuito 4 (CT4).....	136

4.1.2.6.5 Circuito 5 (CT5).....	137
4.1.2.6.6 Circuito 6 (CT6).....	138
4.1.2.6.7 Circuito 7 (CT7).....	139
4.1.2.6.8 Circuito 8 (CT8).....	140
4.1.2.7 Dimensionamiento de acometidas.....	141
4.1.2.7.1 Circuito 1.....	142
4.1.2.7.2 Circuito 2.....	142
4.1.2.7.3 Circuito 3.....	143
4.1.2.7.4 Circuito 4.....	143
4.1.2.7.5 Circuito 5.....	144
4.1.2.7.6 Circuito 6.....	144
4.1.2.7.7 Circuito 7.....	145
4.1.2.7.8 Circuito 8.....	145
4.1.2.8 Esquema del diseño.....	146
4.1.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	149
4.1.3.1 Método de análisis beneficio/costo.....	149
4.1.3.1.1 Valor actual neto (VAN).....	149
4.1.3.1.2 Relación beneficio-costo (B/C).....	150
4.1.3.1.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	150
4.1.3.1.4 Viabilidad económica.....	150
4.1.3.2 Análisis económico para el caso en estudio.....	151
4.1.3.3 Evaluación Económica de Inversiones – E.E.Q.....	151
4.1.3.3.1 Determinación de las Inversiones + Costos.....	151
4.1.3.3.2 Determinación de los Ingresos.....	154
4.1.3.3.3 Evaluación económica del proyecto.....	157
4.1.3.4 Análisis de sensibilidad.....	159
4.2 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	163
4.2.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE SISTEMA.....	163
4.2.2 DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	163
4.2.2.1 Procedimiento.....	163
4.2.2.1.1 Estimación del consumo diario de energía.....	164
4.2.2.1.2 Estimación del valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador a partir del rendimiento energético aproximado de la instalación	169
4.2.2.1.3 Cálculo de la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades (consumo residencial).....	178
4.2.2.1.4 Selección del tamaño del generador y del acumulador (consumo residencial).....	180
4.2.2.1.5 Dimensionado final del sistema (consumo residencial).....	200

4.2.2.1.6	<i>Cálculo de la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades (consumo casa comunal / iglesia).....</i>	201
4.2.2.1.7	<i>Selección del tamaño del generador y del acumulador (consumo casa comunal / iglesia).....</i>	202
4.2.2.1.8	<i>Dimensionado final del sistema (consumo casa comunal / iglesia).....</i>	214
4.2.3	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.....	215
4.2.3.1	Datos para la evaluación económica.....	215
4.2.3.1.1	<i>Costos.....</i>	215
4.2.3.1.2	<i>Beneficios.....</i>	215
4.2.3.2	Elaboración del cuadro de flujo de caja interno para el caso en estudio.....	217
4.2.3.2.1	<i>Determinación de los egresos.....</i>	219
4.2.3.2.2	<i>Determinación de los ingresos.....</i>	225
4.2.3.2.3	<i>Cuadro de flujo de carga interno.....</i>	229
4.2.3.2.4	<i>Cálculo de los indicadores del análisis beneficio-coste.....</i>	230
4.2.3.2.5	<i>Análisis de resultados.....</i>	231
4.2.3.3	Análisis de sensibilidad.....	232
4.2.3.3.1	<i>Cálculo del costo real del kWh.....</i>	232
4.2.3.3.2	<i>Análisis económico considerando el Beneficio Social.....</i>	235
4.3	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS MICRO HIDROELÉCTRICOS.....	241
4.3.1	EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO PARA EL CASO DE ESTUDIO.....	241
4.3.1.1	Lugar de evaluación del recurso hidroenergético.....	241
4.3.1.2	Medición de altura, salto o caída.....	244
4.3.1.3	Medición del caudal.....	246
4.3.2	DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO.....	253
4.3.2.1	Esquema del sistema micro hidroeléctrico.....	253
4.3.2.2	Selección de la tubería de presión.....	254
4.3.2.2.1	<i>Selección del material.....</i>	254
4.3.2.2.2	<i>Determinación de la presión nominal.....</i>	254
4.3.2.2.3	<i>Cálculo del diámetro de la tubería de presión y pérdidas de carga.....</i>	256
4.3.2.3	Selección de la turbina hidráulica.....	263
4.3.2.3.1	<i>Potencia hidráulica a disposición de la turbina.....</i>	267
4.3.2.3.2	<i>Potencia al eje de la turbina.....</i>	268
4.3.2.3.3	<i>Selección del diámetro del rotor de la turbina.....</i>	269
4.3.2.3.4	<i>Velocidad del agua a la salida del inyector.....</i>	271
4.3.2.3.5	<i>Velocidad de giro de la turbina.....</i>	271
4.3.2.3.6	<i>Velocidad específica de la turbina.....</i>	273
4.3.2.4	Selección del generador eléctrico.....	274
4.3.2.4.1	<i>Potencia eléctrica en los bornes del generador.....</i>	274

4.3.2.4.2	<i>Tipo de generador</i>	276
4.3.2.4.3	<i>Velocidad de sincronismo y selección del número de polos</i>	279
4.3.2.5	Selección del transformador.....	279
4.3.2.5.1	<i>Capacidad del transformador</i>	280
4.3.2.5.2	<i>Niveles de voltaje del transformador</i>	281
4.3.2.6	Resumen del dimensionamiento técnico del sistema micro-hidroeléctrico.....	282
4.3.3	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA MICRO-HIDROELÉCTRICO.....	283
4.3.3.1	Elaboración del cuadro de flujo de caja interno para el caso en estudio.....	283
4.3.3.1.1	<i>Determinación de los egresos</i>	284
4.3.3.1.2	<i>Determinación de los ingresos</i>	287
4.3.3.1.3	<i>Cuadro de flujo de carga interno</i>	290
4.3.3.1.4	<i>Análisis de resultados</i>	291
4.3.3.2	Análisis de sensibilidad.....	291
4.3.3.2.1	<i>Cálculo del costo real del kWh</i>	292
4.3.3.2.2	<i>Análisis económico considerando el Beneficio Social</i>	294
4.4	DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN.....	298
4.5	ALTERNATIVA DE GENERACIÓN PARA UN USUARIO DEL SECTOR.....	299
4.5.1	INTRODUCCIÓN.....	299
4.5.2	SITIO DE ANÁLISIS.....	299
4.5.3	OBRAS CIVILES APROVECHABLES.....	301
4.5.4	MEDICIÓN DE LA ALTURA.....	303
4.5.5	MEDICIÓN DEL CAUDAL.....	304
4.5.6	DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DE LA PICO CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	306
4.5.6.1	Esquema de la pico central hidroeléctrica.....	306
4.5.6.2	Selección de la turbina.....	307
4.5.6.3	Selección del generador eléctrico.....	308
4.5.7	INVERSIÓN PARA LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	308

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	310
--	------------

BIBLIOGRAFÍA.....	314
--------------------------	------------

ANEXOS.....	i
--------------------	----------

ANEXOS

- ANEXO I:** MODELO DE ENCUESTA EMPLEADA
- ANEXO II:** NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN – PARTE A – GUÍA PARA DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN: Apéndice A-11-A
Hoja 2 de 2: Distribución de Estratos de Consumo en el Área de Concesión de la Empresa Eléctrica Quito
- ANEXO III:** PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN
- ANEXO IV:** CAÍDAS DE VOLTAJE DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN
- ANEXO V:** CAÍDAS DE VOLTAJE DE LA RED DE BAJA TENSIÓN
- ANEXO VI:** HOJA TÉCNICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO EMPLEADO EN EL DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
- ANEXO VII:** HOJA TÉCNICA DE LA BATERÍA EMPLEADA EN EL DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
- ANEXO VIII:** HOJA TÉCNICA DEL REGULADOR DE CARGA EMPLEADO EN EL DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
- ANEXO IX:** HOJA TÉCNICA DE LOS INVERSORES EMPLEADOS EN EL DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO I

Cuadro 1.1 Viviendas no electrificadas – Área de concesión de la E.E.Q.	2
Cuadro 1.2 Ubicación geográfica de la comunidad San Juan de Quitasol.....	5
Cuadro 1.3 Número de habitantes de la comunidad según su edad.....	8
Cuadro 1.4 Número de familias por actividad económica	10
Cuadro 1.5 Fuentes alternativas de energía en la comunidad	11
Cuadro 1.6 Gasto mensual en dólares por cada fuente alternativa de energía	12

CAPÍTULO II

Cuadro 2.1 Tipos de uso de suelo	15
Cuadro 2.2 Estratos de Consumo	15
Cuadro 2.3 Factor M	17
Cuadro 2.4 Factor N.....	18
Cuadro 2.5 Características de la luminaria para alumbrado público	21
Cuadro 2.6 Modelos de carga del Proyecto Chiriboga	25
Cuadro 2.7 Modelos de carga para la comunidad San Juan de Quitasol.....	26
Cuadro 2.8 Tipos de bombilla	31
Cuadro 2.9 Cuadro de carga con artefactos tradicionales (Consumo residencial)	32
Cuadro 2.10 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo residencial)	34
Cuadro 2.11 Cuadro de carga con artefactos eficientes con la inclusión de una ordeñadora mecánica.....	36
Cuadro 2.12 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo en la casa comunal).....	37
Cuadro 2.13 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo en la iglesia).....	39
Cuadro 2.14 Demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol	40

CAPÍTULO III

Cuadro 3.1 Características de la S/E Machachi	44
Cuadro 3.2 Primarios de la Subestación Machachi y zonas de incidencia	45
Cuadro 3.3 Grupo de Diseños.....	46
Cuadro 3.4 Línea de distribución aérea (L) y Red primaria de distribución aérea (R)	47

Cuadro 3.5 Red secundaria de distribución aérea (R).....	48
Cuadro 3.6 Primer campo del identificador nemotécnico	50
Cuadro 3.7 Segundo campo del identificador nemotécnico	51
Cuadro 3.8 Identificador nemotécnico de las estructuras en redes aéreas de distribución	52
Cuadro 3.9 Insolación de la zona del proyecto (Enero – Julio)	57
Cuadro 3.10 Insolación de la zona del proyecto (Agosto – Diciembre).....	57
Cuadro 3.11 Ventajas y desventajas del uso de sistemas solares fotovoltaicos.....	66
Cuadro 3.12 Datos informativos de la Estación Pilatón D.J. Chitua (en la Esperie)	75
Cuadro 3.13 Registros de los caudales medios mensuales multianuales de la Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitua (en la Esperie).....	76
Cuadro 3.14 Caudal medio mensual promedio durante el período (2001-2010)	78
Cuadro 3.15 Caudal mensual aproximado para el Río Cóndor Machay	81
Cuadro 3.16 Caudales mínimo, máximo y medio	82
Cuadro 3.17 Datos informativos de la estación hidrológica San Pedro en Machachi	85
Cuadro 3.18 Registros de los caudales medios mensuales multianuales de la Estación Hidrológica San Pedro en Machachi.....	86
Cuadro 3.19 Caudal medio mensual promedio durante el período (1990-2010)	89
Cuadro 3.20 Datos informativos de la Estación Agrometeorológica Izobamba.....	91
Cuadro 3.21 Suma mensual de la precipitación registrada por la Estación Agrometeorológica Izobamba	92
Cuadro 3.22 Número de días con precipitación registrados por la Estación Agrometeorológica Izobamba	93
Cuadro 3.23 Precipitación mensual promedio registrada por la Estación Izobamba	96
Cuadro 3.24 Ventajas y desventajas de las micro centrales hidroeléctricas de pasada	120

CAPÍTULO IV

Cuadro 4.1 Tipo de instalación por usuario	126
Cuadro 4.2 Configuración de Circuitos	126
Cuadro 4.3 Porcentajes para los diferentes tipos de usuarios	130
Cuadro 4.4 Demanda Máxima Diversificada (kW).....	132
Cuadro 4.5 Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción DMDCI (kW)	132
Cuadro 4.6 Factor F para los diferentes tipos de usuarios	141
Cuadro 4.7 Criterios para evaluar los indicadores económicos.....	151
Cuadro 4.8 Rubros de inversión y presupuesto total del proyecto	152
Cuadro 4.9 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial	156
Cuadro 4.10 Flujo de caja interno	158
Cuadro 4.11 Indicadores económicos para una tasa de descuento del 12%.....	159

Cuadro 4.12 Valores de los indicadores económicos para diferentes tasas de descuento	160
Cuadro 4.13 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base a la extensión de la red	161
Cuadro 4.14 Flujo de caja interno con los parámetros económicos definitivos	162
Cuadro 4.15 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo residencial)	165
Cuadro 4.16 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo de la casa comunal).....	167
Cuadro 4.17 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo de la iglesia).....	168
Cuadro 4.18 Insolación de la zona del proyecto (Enero – Julio)	172
Cuadro 4.19 Insolación de la zona del proyecto (Agosto – Diciembre).....	172
Cuadro 4.20 Orientación e inclinación óptimas.....	173
Cuadro 4.21 Límites de pérdidas por orientación inclinación y sombras	175
Cuadro 4.22 Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico empleado en el diseño	179
Cuadro 4.23 Especificaciones técnicas de la batería empleada en el diseño	181
Cuadro 4.24 Corriente nominal y corriente de arranque de los artefactos eléctricos.....	188
Cuadro 4.25 Especificaciones técnicas del Regulador de Carga empleado en el diseño.....	189
Cuadro 4.26 Potencia nominal de los artefactos eléctricos (Consumo residencial).....	191
Cuadro 4.27 Especificaciones técnicas del Inversor empleado en el diseño	193
Cuadro 4.28 Dimensionado del generador (consumo residencial).....	200
Cuadro 4.29 Dimensionado final del sistema (consumo residencial)	200
Cuadro 4.30 Corriente nominal de los artefactos eléctricos	206
Cuadro 4.31 Potencia nominal de los artefactos eléctricos	209
Cuadro 4.32 Especificaciones técnicas del Inversor empleado en el diseño	210
Cuadro 4.33 Dimensionado del generador (consumo casa comunal / iglesia)	214
Cuadro 4.34 Dimensionado final del sistema (consumo casa comunal / iglesia).....	214
Cuadro 4.35 Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes.....	218
Cuadro 4.36 Equipos utilizados en el sistema fotovoltaico para el consumo residencial	219
Cuadro 4.37 Equipos utilizados en el sistema fotovoltaico	219
Cuadro 4.38 Lista de materiales y precios unitarios del proyecto	220
Cuadro 4.39 Vida útil de los principales componentes del sistema fotovoltaico	221
Cuadro 4.40 Costo de reposición de los componentes del sistema fotovoltaico.....	224
Cuadro 4.41 Consumo mensual y anual de energía de la comunidad San Juan de Quitasol	225
Cuadro 4.42 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial	226
Cuadro 4.43 Ingresos por venta de energía	227
Cuadro 4.44 Vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico.....	227
Cuadro 4.45 Flujo de caja interno + indicadores económicos	229
Cuadro 4.46 Criterios para evaluar los indicadores económicos.....	231
Cuadro 4.47 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%	231
Cuadro 4.48 Costo real del kWh	233
Cuadro 4.49 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento	234
Cuadro 4.50 Demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol	236

Cuadro 4.51 Cuadro de flujo de carga interno + indicadores económico	237
Cuadro 4.52 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%	238
Cuadro 4.53 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento tomando en cuenta el beneficio social	239
Cuadro 4.54 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base al uso de sistemas solares fotovoltaicos	240
Cuadro 4.55 Ubicación geográfica de la futura bocatoma	242
Cuadro 4.56 Ubicación geográfica de la cámara de carga	243
Cuadro 4.57 Ubicación geográfica de la casa de máquinas	243
Cuadro 4.58 Mediciones del tiempo que recorre el flotador desde el punto A al punto B	248
Cuadro 4.59 Mediciones de la profundidad para cada punto seleccionado	250
Cuadro 4.60 Valores de k según la profundidad y el material del canal o río	251
Cuadro 4.61 Especificaciones técnicas de tubería PVC para instalaciones para fluidos a presión	257
Cuadro 4.62 Especificaciones técnicas de la tubería PVC que se empleará como tubería de presión	261
Cuadro 4.63 Características principales de turbinas hidráulicas	264
Cuadro 4.64 Selección del diámetro del rotor	270
Cuadro 4.65 Eficiencia de los tipos de transmisión para una central hidroeléctrica	275
Cuadro 4.66 Velocidad síncrona en función del número de polos	279
Cuadro 4.67 Capacidades nominales de transformadores monofásicos	280
Cuadro 4.68 Dimensionamiento técnico del sistema micro-hidroeléctrico	282
Cuadro 4.69 Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes	284
Cuadro 4.70 Costo de inversión de la micro central hidroeléctrica	285
Cuadro 4.71 Costo de inversión de la red de distribución	285
Cuadro 4.72 Costo de inversión total del proyecto	286
Cuadro 4.73 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial	288
Cuadro 4.74 Ingresos por venta de energía	289
Cuadro 4.75 Flujo de caja interno + indicadores económicos	290
Cuadro 4.76 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%	291
Cuadro 4.77 Costo real del kWh	292
Cuadro 4.78 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento	293
Cuadro 4.79 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%	294
Cuadro 4.80 Cuadro de flujo de carga interno + indicadores económico considerando el beneficio social	295
Cuadro 4.81 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento tomando en cuenta el beneficio social	296
Cuadro 4.82 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base al uso de un sistema micro hidroeléctrico	297

Cuadro 4.83 Parámetros económicos para cada alternativa de electrificación	298
Cuadro 4.84 Mediciones del embalse	301
Cuadro 4.85 Mediciones del tiempo de llenado del recipiente	305
Cuadro 4.86 Inversión para el sistema hidroeléctrico	309

ÍNDICE DE GRÁFICAS

CAPÍTULO I

Gráfica 1.1 Ubicación de la comunidad San Juan de Quitasol	4
Gráfica 1.2 Entrada a la comunidad San Juan de Quitasol	5
Gráfica 1.3 Conformación de la comunidad San Juan de Quitasol	6
Gráfica 1.4 Porcentaje de habitantes de la comunidad según su edad	8
Gráfica 1.5 Vivienda de ladrillo (izquierda) y vivienda de bloque (derecha)	9
Gráfica 1.6 Vivienda de madera	9
Gráfica 1.7 Iglesia (izquierda) y casa comunal (derecha) de San Juan de Quitasol	9
Gráfica 1.8 Porcentaje de las diferentes actividades económicas de la comunidad	10
Gráfica 1.9 Generador que era empleado como fuente de energía	11
Gráfica 1.10 Porcentaje de la utilización de las fuentes alternativas de energía en la comunidad	12
Gráfica 1.11 Porcentaje del gasto mensual por cada fuente alternativa	13

CAPÍTULO II

Gráfica 2.1 Ordeñadora mecánica recomendada	23
Gráfica 2.2 Etiqueta de Estados Unidos	28
Gráfica 2.3 Etiqueta de México	28
Gráfica 2.4 Etiqueta de Brasil	29
Gráfica 2.5 Etiqueta de Colombia	29
Gráfica 2.6 Sello ENERGY STAR	29
Gráfica 2.7 Equivalencia de potencias	30
Gráfica 2.8 Etiqueta de eficiencia energética de un refrigerador que se vende en el mercado nacional	34
Gráfica 2.9 Distribución de las luminarias para la casa comunal	37
Gráfica 2.10 Casa comunal de la comunidad San Juan de Quitasol	38
Gráfica 2.11 Iglesia de la comunidad San Juan de Quitasol	39

CAPÍTULO III

Gráfica 3.1 Entrada a la comunidad San Juan de Quitasol, junto a la carretera por donde pasa la red monofásica de bajo voltaje	42
Gráfica 3.2 Ubicación de la red monofásica de medio voltaje existente con respecto a la entrada de la comunidad San Juan de Quitasol	43
Gráfica 3.3 Ubicación geográfica de la Subestación Machachi (S/E 34)	44
Gráfica 3.4 Disposición de los Primarios de la Subestación Machachi (S/E 34)	45
Gráfica 3.5 Estructura del identificador nemotécnico	50
Gráfica 3.6 La celda fotovoltaica y el efecto fotovoltaico	56
Gráfica 3.7 Insolación de la zona del proyecto	57
Gráfica 3.8 Componentes de un sistema solar fotovoltaico	60
Gráfica 3.9 Módulo o panel fotovoltaico	61
Gráfica 3.10 Batería empleada en aplicaciones fotovoltaicas	62
Gráfica 3.11 Reguladores o controladores de carga	63
Gráfica 3.12 Inversor de onda sinusoidal pura	64
Gráfica 3.13 Cargas eficientes	65
Gráfica 3.14 Ángulo de inclinación β	68
Gráfica 3.15 Ángulo de azimut α	68
Gráfica 3.16 Esquema de una central hidroeléctrica	72
Gráfica 3.17 Río Cóndor Machay	74
Gráfica 3.18 Ubicación de la Estación Pilatón D.J. Chitoo (en la Esperie)	74
Gráfica 3.19 Curva de caudales medios anuales - Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitoo (en la Esperie)	77
Gráfica 3.20 Histograma de caudales medios mensuales - Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitoo (en la Esperie)	79
Gráfica 3.21 Histograma de caudales mensuales aproximados para el Río Cóndor Machay	81
Gráfica 3.22 Ubicación de la estación hidrológica San Pedro en Machachi	85
Gráfica 3.23 Curva de caudales medios anuales – Estación H. San Pedro en Machachi	87
Gráfica 3.24 Histograma de caudales medios mensuales - Estación Hidrológica	90
Gráfica 3.25 Ubicación de la estación Izobamba con respecto al río de la zona	91
Gráfica 3.26 Curva de variación del nivel de precipitación anual – Estación Izobamba	94
Gráfica 3.27 Histograma de la variación del número de días con precipitación al año	95
Gráfica 3.28 Histograma del nivel de precipitación media mensual	97
Gráfica 3.29 Histograma del número de días promedio con precipitación al mes	98
Gráfica 3.30 Sistema micro hidroeléctrico de pasada	100
Gráfica 3.31 Micro central hidroeléctrica de pasada	102
Gráfica 3.32 Elementos de la casa de máquinas	102
Gráfica 3.33 Componentes de un sistema micro hidroeléctrico de pasada	103

Gráfica 3.34 Bocatoma.....	104
Gráfica 3.35 Canal revestido con concreto	105
Gráfica 3.36 Desarenador a la entrada de la cámara	106
Gráfica 3.37 Interior de la cámara de carga.....	107
Gráfica 3.38 Exterior de la cámara de carga	107
Gráfica 3.39 Tubería forzada	108
Gráfica 3.40 Casa de fuerza	109
Gráfica 3.41 Equipo electromecánico	110
Gráfica 3.42 Turbina Michell-Banki	111
Gráfica 3.43 Componentes de la turbina Michell-Banki.....	112
Gráfica 3.44 Curva de rendimiento de una turbina Michell-Banki con admisión parcial.....	113
Gráfica 3.45 Transmisión por engranajes cónicos.....	115
Gráfica 3.46 Transmisión por correa plana	115
Gráfica 3.47 Generador asíncrono.....	116
Gráfica 3.48 Generador síncrono.....	117
Gráfica 3.49 Regulador electrónico de carga.....	119

CAPÍTULO IV

Gráfica 4.1 Topografía de la comunidad San Juan de Quitasol	123
Gráfica 4.2 Ubicación de la red trifásica de distribución existente con respecto a la comunidad San Juan de Quitasol	124
Gráfica 4.3 Ubicación de la red monofásica de media tensión existente con respecto a la entrada de la comunidad San Juan de Quitasol	124
Gráfica 4.4 Vista del primer tramo tanto de la Red de MT como BT	146
Gráfica 4.5 Vista del segundo tramo tanto de la Red de MT como BT.....	146
Gráfica 4.6 Vista del tercer tramo tanto de la Red de MT como BT	147
Gráfica 4.7 Vista del cuarto tramo tanto de la Red de MT como BT	147
Gráfica 4.8 Vista del quinto tramo tanto de la Red de MT como BT.....	148
Gráfica 4.9 Vista del sexto tramo tanto de la Red de MT como BT.....	148
Gráfica 4.10 Insolación de la zona del proyecto	171
Gráfica 4.11 Número de ciclos en función de la capacidad extraída en %	222
Gráfica 4.12 Lugar elegido para realizar las mediciones.....	242
Gráfica 4.13 Lugar en el que se ubicará la futura bocatoma	242
Gráfica 4.14 Ubicación de la cámara de carga y la casa de máquinas.....	243
Gráfica 4.15 Ubicación de la futura casa de máquinas	244
Gráfica 4.16 Camino por el que circula el Río Cóndor Machay.....	245
Gráfica 4.17 Tramo del río seleccionado para realizar las mediciones	247

Gráfica 4.18 Medición del ancho de la sección transversal media	249
Gráfica 4.19 Perfil de la sección transversal del Río Cóndor Machay	250
Gráfica 4.20 Esquema del sistema micro-hidroeléctrico.....	253
Gráfica 4.21 Presión nominal a diferentes alturas	255
Gráfica 4.22 Diagrama de Moody	259
Gráfica 4.23 Tubería de PVC que se utilizará como tubería de presión	262
Gráfica 4.24 Aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal	263
Gráfica 4.25 Diagrama empleado para la selección de turbinas	265
Gráfica 4.26 Dimensiones básicas de una turbina Michell-Banki	269
Gráfica 4.27 Generador síncrono trifásico con conexión monofásica – 12 terminales.....	278
Gráfica 4.28 Riachuelo que pasa junto a la propiedad del presidente de la comunidad	300
Gráfica 4.29 Piscinas que actualmente sirven para la crianza de truchas	300
Gráfica 4.30 Embalse que capta el agua del riachuelo	301
Gráfica 4.31 Desarenador existente en la obra	302
Gráfica 4.32 Lugar en donde se podría adaptar una cámara de carga	302
Gráfica 4.33 Medición de la altura empleando el método de la manguera de nivelación	303
Gráfica 4.34 Medición del caudal empleando el método del recipiente.....	304
Gráfica 4.35 Esquema de la pico central hidroeléctrica.....	306
Gráfica 4.36 Diagrama empleado para la selección de turbinas	307

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ELECTRIFICACIÓN RURAL

La electrificación rural constituye una de las herramientas más importantes que requieren las poblaciones rurales y urbano-marginales para el desarrollo de sus actividades productivas y mejoramiento de su calidad de vida, atendiendo sus necesidades de comunicación, alumbrado y principalmente para el desarrollo de sus actividades agropecuarias, artesanales y comerciales.

Debido a su importancia, es necesario conocer la situación en la que se encuentra la electrificación rural en nuestro país.

1.1.1 ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL ECUADOR

De acuerdo al Censo de Población y Vivienda realizado el año 2010 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 94,77%, en el área Urbana, mientras que en el área Rural se ubicó en el 89,03%.¹

La electrificación rural mediante la extensión de la red de distribución se torna en una alternativa costosa, debido principalmente a la lejanía de las zonas rurales y a los bajos niveles de población que estas tienen.

Es por esta razón, que en busca de alternativas más económicas, en los últimos años han tomado mucha importancia las instalaciones de sistemas de energía renovable.

¹ Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

1.1.1.1 Electrificación rural con energía renovable no convencional

Las energías renovables en el Ecuador se presentan como una solución muy atractiva para proporcionar energía eléctrica a las poblaciones rurales, esto debido a que este tipo de energías son prácticamente inagotables, no contaminan, y se puede obtener energía limpia a costos económicos.

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable como ente de formulación de la política nacional del sector eléctrico, promueve la adecuada y exitosa gestión de proyectos de electrificación rural con energía renovable no convencional, para lo cual se encuentra trabajando con varios actores del sector eléctrico, Organizaciones No Gubernamentales, entre otros, a fin de definir una estrategia que permita la consolidación de proyectos de energía renovable en zonas aisladas, a través de la sostenibilidad de dichos proyectos.

Ahora es conveniente analizar la situación de la electrificación rural en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.).

1.1.2 ELECTRIFICACIÓN RURAL EN EL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA E.E.Q.

De acuerdo al “Programa Cero Viviendas sin Luz” de la E.E.Q, basado en el Censo de Población y Vivienda realizado el año 2010 por el INEC, se establece el siguiente inventario de sitios y viviendas no electrificados en el área de concesión de la E.E.Q.

Cantón	Total de viviendas	Viviendas sin luz	%Total de cobertura
Cayambe	3.112	61	98,04 %
El Chaco	633	58	90,84%
Mejía	12.706	187	98,53%
Quijos	1.075	45	95,81%
Quito	167.091	1.588	99,05%
Rumiñahui	1.214	23	98,11%
San Miguel de los Bancos	799	34	95,74%
Total general	186.630	1.996	98,93%

Cuadro 1.1 Viviendas no electrificadas – Área de concesión de la E.E.Q.

El caso de estudio del presente análisis técnico-económico es la comunidad San Juan de Quitasol, perteneciente al cantón Mejía. Por lo tanto, el presente estudio se constituye en un aporte a la E.E.Q. a fin de que esta pueda aumentar el porcentaje total de cobertura del cantón Mejía, que actualmente es del 98,53 %.

1.2 CASO DE ESTUDIO

1.2.1 ANTECEDENTES

La comunidad de San Juan de Quitasol perteneciente al cantón Mejía, Provincia de Pichincha, es una zona rural carente del servicio de electricidad debido a su ubicación geográfica alejada de las zonas urbanas de Pichincha y sobre todo debido a que es una zona de difícil acceso, esto debido a que su topografía es bastante irregular caracterizada por la presencia de marcados desniveles de terreno y despeñaderos, además de que el camino de acceso a las viviendas es rústico y bastante inestable teniendo en cuenta también que en invierno se convierte en una zona propensa a derrumbes.

La falta de servicio eléctrico ha obligado a los habitantes de esta comunidad a buscar otras fuentes de energía como los generadores a gasolina, pilas, velas, entre otros. Sin embargo, el utilizar estas fuentes de energía por un prolongado tiempo resulta ser demasiado costoso, además de que sus beneficios y confort están muy por debajo de los obtenidos con el servicio eléctrico.

Por esta razón, es necesario que la comunidad posea el servicio de electricidad, el mismo que permita a sus habitantes tener una mejor calidad de vida y un mejor desarrollo productivo.

Además, en la actualidad es la única comunidad que no cuenta con este servicio ya que comunidades aledañas como Aguas Calientes que se encuentran en las mismas condiciones tanto geográficas como socioeconómicas, ya cuentan con una alternativa para abastecerse del servicio eléctrico, ya que una de las empresas de telecomunicaciones que operan en el país les provee este servicio

debido a que colocaron una antena para comunicaciones en el sector. Otra comunidad que también cuenta con el servicio eléctrico es la comunidad de San Vicente, pese a que en la actualidad tiene un menor número de habitantes que la comunidad San Juan de Quitasol.

Cabe destacar que los habitantes de la comunidad desde hace un buen tiempo han realizado las gestiones necesarias para que se les provea del servicio eléctrico, sin tener una respuesta positiva. Por esta razón, el presente estudio técnico-económico constituye una importante ayuda para que los habitantes de la comunidad puedan acceder al servicio de electricidad.

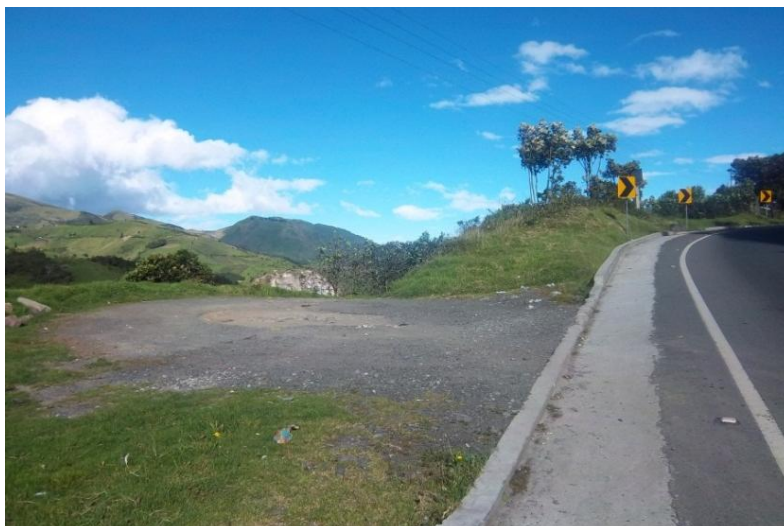
1.2.2 UBICACIÓN DE LA ZONA

La comunidad San Juan de Quitasol se encuentra ubicada en el cantón Mejía, Provincia de Pichincha, en el kilómetro 11 de la vía Aloag - Santo Domingo.

En las gráficas 1.1 y 1.2 se encuentran la ubicación y la entrada respectivamente de la comunidad San Juan de Quitasol.



Gráfica 1.1 Ubicación de la comunidad San Juan de Quitasol.
Fuente: Google Earth.



Gráfica 1.2 Entrada a la comunidad San Juan de Quitasol

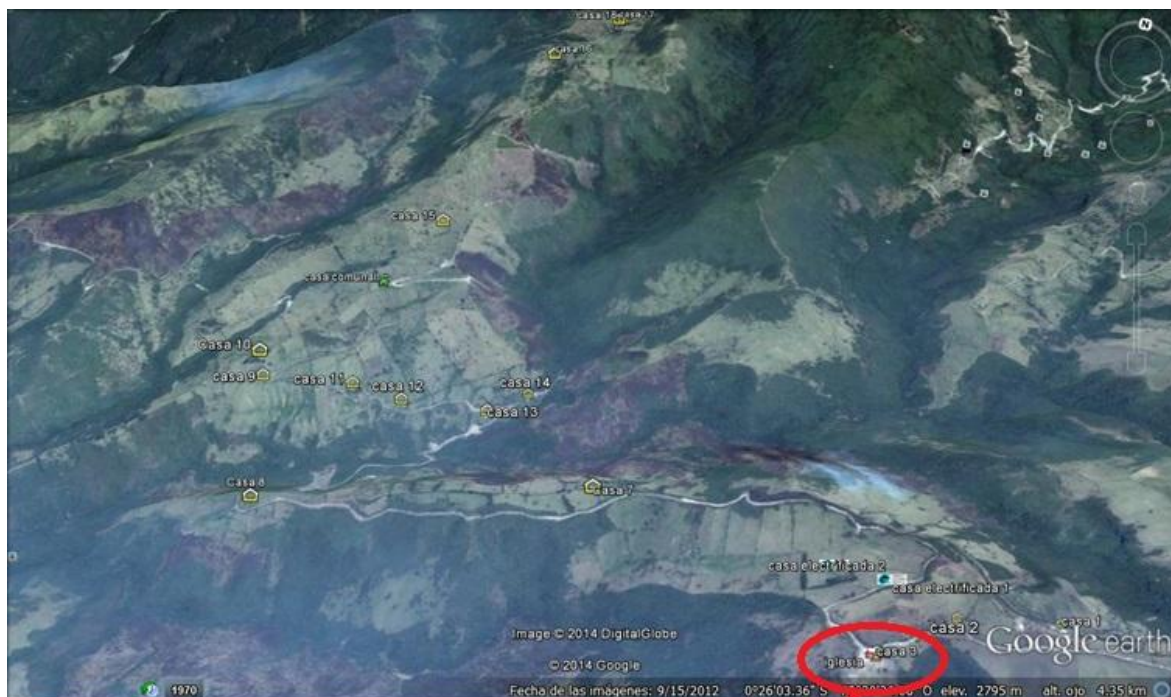
La ubicación geográfica de la comunidad se resume en el cuadro 1.2.

Comunidad San Juan de Quitasol	
Provincia	Pichincha
Cantón	Mejía
Latitud	0°26'36.48"S
Longitud	78°37'43.04"O
Altura a la entrada	3112 m.s.n.m.

Cuadro 1.2 Ubicación geográfica de la comunidad San Juan de Quitasol

1.2.3 CONFORMACIÓN DE LA COMUNIDAD

La comunidad San Juan de Quitasol se encuentra conformada por 18 viviendas habitadas, 1 iglesia y 1 casa comunal. En la gráfica 1.3 se puede apreciar la ubicación de las viviendas así como de la iglesia y la casa comunal.



Gráfica 1.3 Conformación de la comunidad San Juan de Quitasol

La distancia entre la primera y la última vivienda es de aproximadamente 7 Km yendo por el camino existente. Además, a excepción de las primeras viviendas, las demás viviendas se encuentran bastante distantes una de la otra.

Un dato importante del sector, es que existen 2 viviendas electrificadas, su propietario consiguió el servicio por medio de autofinanciamiento y gestiones

realizadas hace algún tiempo. Sin embargo, el propietario de estas viviendas no ha querido ayudar a las viviendas aledañas a tener el servicio eléctrico. Además, no desea formar parte de un futuro proyecto de electrificación, razón por la cual en el presente estudio no se han tomado en cuenta a estas dos viviendas electrificadas.

Otro aspecto relevante es que la escuela existente en el pueblo es utilizada en la actualidad como casa comunal, esto debido a que hace algún tiempo la escuela se cerró por conflictos internos entre el profesor y los pobladores, por lo que las familias que tienen niños han optado por enviarlos a las escuelas ubicadas en la parroquia de Aloag. Además, parte de la casa comunal es arrendada a los habitantes de una vivienda cercana a ella, puesto que estas personas están reparando su vivienda y pidieron autorización para vivir temporalmente en este lugar.

Cabe destacar que al existir 18 viviendas habitadas en la comunidad que desean poseer el servicio eléctrico, se está cumpliendo con uno de los requisitos para la calificación de proyectos FERUM que establece que para nuevos proyectos en el área rural se debe cumplir que el proyecto beneficie a cuatro (4) viviendas permanentemente habitadas, como mínimo.²

1.2.4 ANÁLISIS SOCIOECONÓMICO DEL POBLADO

El análisis socioeconómico del poblado se lo evalúa por medio de los datos obtenidos de las encuestas realizadas a las 18 familias que viven de forma fija en la zona. En el Anexo I se encuentra el modelo de encuesta que se utilizó para recabar información de los habitantes de la comunidad.

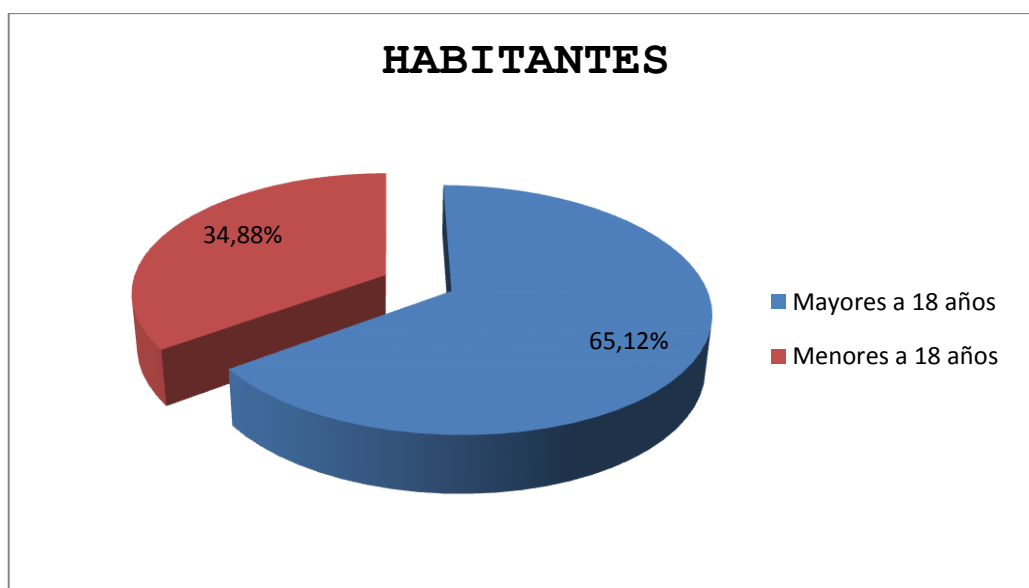
² REGULACION No. CONELEC - 008/08: "Procedimientos para Presentar, Calificar y Aprobar los Proyectos FERUM".

1.2.4.1 Situación social

En la zona viven 43 habitantes divididos entre personas de raza indígena y mestiza. La mayor parte de familias de la zona están constituidas por pocos integrantes, los cuales fueron analizados en dos grupos: los mayores de 18 años y los menores de 18 años. Los pobladores mayores de 18 años son considerados como económicamente activos, ya que contribuyen con su ayuda a la actividad económica familiar.

Grupo	Número de Habitantes	Porcentaje
Mayores a 18 años	28	65,12 %
Menores a 18 años	15	34,88 %
TOTAL	43	100 %

Cuadro 1.3 Número de habitantes de la comunidad según su edad.



Gráfica 1.4 Porcentaje de habitantes de la comunidad según su edad.

1.2.4.2 Descripción de las viviendas

Las viviendas de la comunidad son variadas, existen viviendas de bloque, ladrillo y otras de madera. La mayoría de las viviendas están cubiertas por techos de zinc. La iglesia y la casa comunal están hechas de bloque con techo de zinc.

En las siguientes gráficas podemos apreciar la forma y el estado en que se encuentran las viviendas del sector, así como la iglesia y la casa comunal.



Gráfica 1.5 Vivienda de ladrillo (izquierda) y vivienda de bloque (derecha).



Gráfica 1.6 Vivienda de madera.



Gráfica 1.7 Iglesia (izquierda) y casa comunal (derecha) de San Juan de Quitasol.

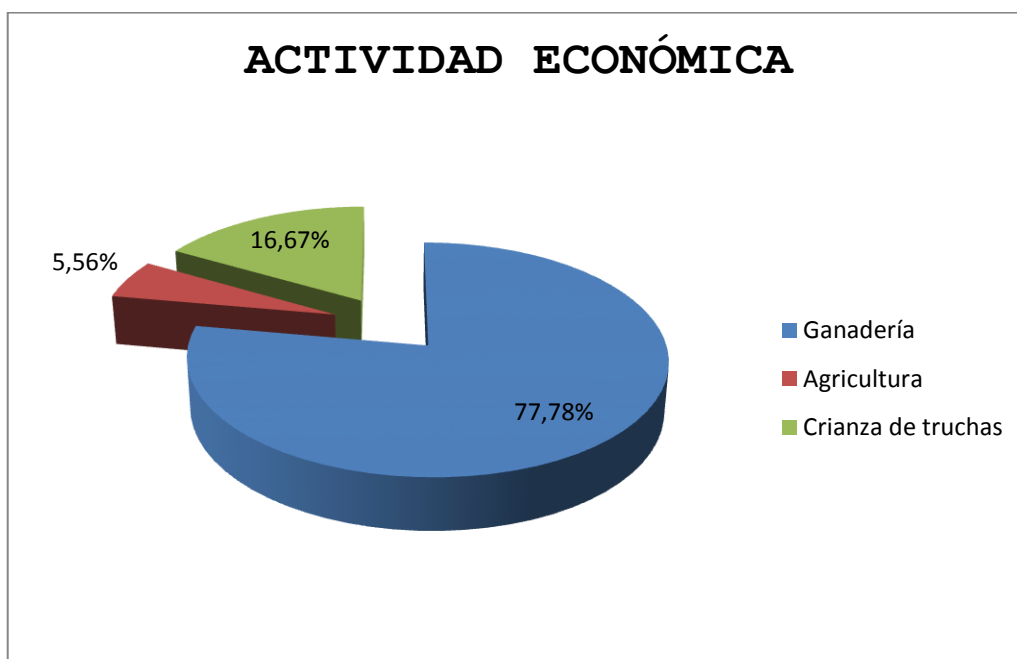
1.2.4.3 Situación económica

La principal actividad económica de esta comunidad es la ganadería. La ganadería es la actividad que se encarga de satisfacer las necesidades internas de la comunidad, ya que los habitantes comercializan la leche a las grandes empresas lácteas que se encuentran en el Cantón Mejía.

Además existen otras actividades como la agricultura y la crianza de truchas que también se practican en esta comunidad.

Actividad Económica	Número de Familias	Porcentaje
Ganadería	14	77,78 %
Agricultura	1	5,56 %
Crianza de truchas	3	16,67 %

Cuadro 1.4 Número de familias por actividad económica.



Gráfica 1.8 Porcentaje de las diferentes actividades económicas de la comunidad.

1.2.4.4 Fuentes alternativas de energía

Debido a que los habitantes de esta comunidad necesitan de iluminación en las noches y de fuentes de energía para poder realizar sus diferentes actividades productivas y de entretenimiento, se ven obligados a utilizar fuentes alternativas de energía como por ejemplo:

- Para iluminación: velas, linternas a pilas, mecheros a diésel.
- Para distracción: radios a pilas, televisión.

Cabe indicar que algunas familias ocupaban generadores a gasolina pero por el poco mantenimiento que les daban, estos dejaron de funcionar. Por el momento solo una familia cuenta con este medio como fuente de energía.

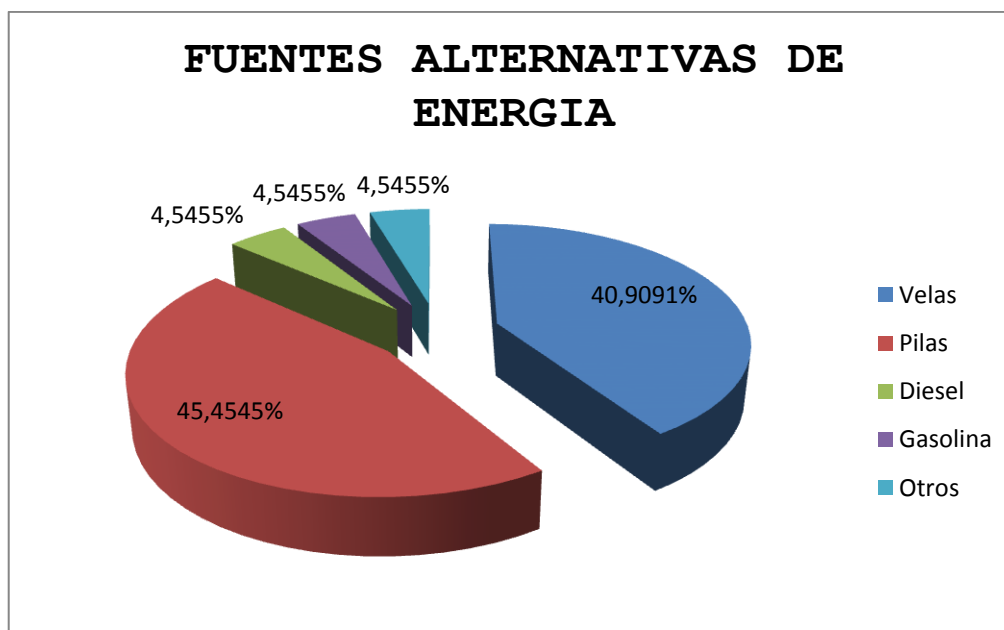


Gráfica 1.9 Generador que era empleado como fuente de energía.

A continuación se presenta un resumen de las fuentes alternativas de energía empleadas en la comunidad:

Fuente Alternativas de Energía	Número de Familias	Porcentaje
Velas	9	40,91 %
Pilas	10	45,45 %
Diesel	1	4,55 %
Gasolina	1	4,55 %
Otros	1	4,55 %

Cuadro 1.5 Fuentes alternativas de energía en la comunidad.



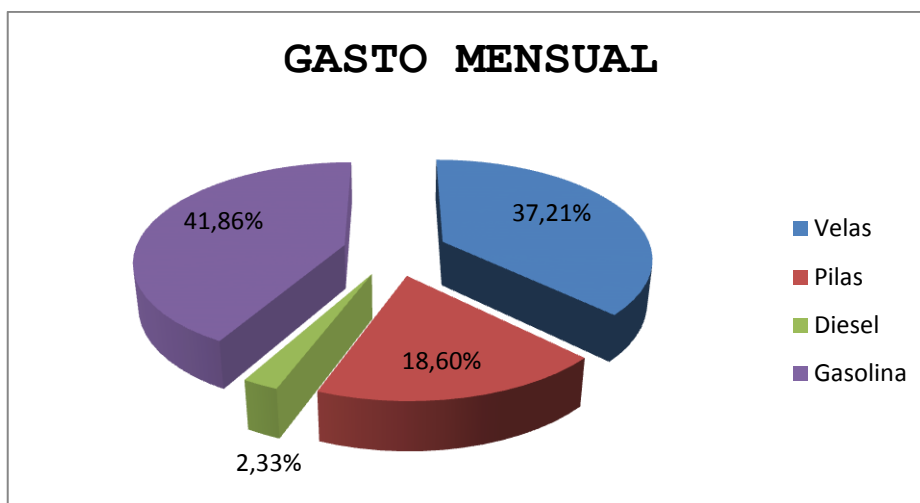
Gráfica 1.10 Porcentaje de la utilización de las fuentes alternativas de energía en la comunidad.

La clasificación Otros, se refiere a que una familia cuenta con un pequeño panel solar que carga a una batería de moto que permite el funcionamiento de una radio.

Los costos mensuales que implican la utilización de estas fuentes alternativas de energía se muestran en el cuadro 1.6.

Fuente alternativas de energía	Gasto mensual (US\$)	Porcentaje
Velas	80,00	37,21 %
Pilas	40,00	18,60 %
Diesel	5,00	2,33 %
Gasolina	90,00	41,86 %
TOTAL	215,00	100 %

Cuadro 1.6 Gasto mensual en dólares por cada fuente alternativa de energía.



Gráfica 1.11 Porcentaje del gasto mensual por cada fuente alternativa de energía respecto al gasto mensual total

Por lo tanto, el gasto mensual total de la comunidad por concepto de fuentes alternativas de energía es de:

Gasto mensual total de la comunidad = US\$ 215, 00

Esto implica un gasto promedio individual de:

Gasto mensual promedio por usuario = US\$ 12, 00

1.2.4.5 Disponibilidad de pago

De acuerdo a los ingresos que los habitantes de la comunidad obtienen de las diferentes actividades económicas, y al gasto mensual que realizan por concepto de la utilización de fuentes alternativas de energía, los habitantes indicaron que su disponibilidad de pago por el servicio eléctrico sería de 15 a 20 dólares mensuales.

Disponibilidad de pago por usuario = 15 a 20 dólares mensuales.

A continuación se procede con la determinación de la demanda de la comunidad San Juan de Quitasol.

CAPÍTULO II

2 ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SERVICIO

Para efectos del presente estudio técnico - económico se realizarán dos análisis de demanda. El primero se lo realizará considerando las normas de la Empresa Eléctrica Quito, y el segundo se lo efectuará mediante cuadros de carga de las viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol.

2.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA CONSIDERANDO LAS NORMAS DE LA E.E.Q.

La determinación de la demanda se la realizará en base a las “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución”, de la Empresa Eléctrica Quito, del 28 de Febrero de 2014.

A continuación se presenta el procedimiento para determinar la demanda de la comunidad San Juan de Quitasol.

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

La Ordenanza de Zonificación N° 0024, publicada por el Ilustre Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, determina la distribución general del uso del suelo así como las características que deben tener las edificaciones a construir en las zonas determinadas para uso residencial.³

Los tipos de uso del suelo se muestran en el cuadro 2.1. Los usos de barrio, sectoriales y zonales mencionados en el cuadro 2.1, hacen referencia a los equipamientos de servicios sociales y de servicios públicos, expuestos en la respectiva ordenanza.

³ Ordenanza de Zonificación N° 0024, publicada por el Ilustre Municipio del Distrito Metropolitano de Quito (I.M.Q.) el 8 de agosto de 2006.

Uso	Tipología	Símbolo	Actividades / Establecimientos	Ocupación del suelo	Área del lote (m ²) Coeficiente de ocupación del suelo [COS] (%)
Residencial	Residencial 1	R1	Viviendas con otros usos de barrio	Baja densidad	600 < Lotes < 1 000 m ² COS < 50%
	Residencial 2	R2	Viviendas con usos sectoriales predominantes	Mediana densidad	400 < Lotes < 600 m ² 50% < COS < 80%
	Residencial 3	R2	Viviendas con usos zonales condicionados	Alta densidad	Lotes < 400 m ² COS > 80%
Múltiple	Múltiple	M1	Usos diversos de carácter zonal y de ciudad compatibles	-	-

Cuadro 2.1 Tipos de uso de suelo⁴

El tipo de suelo correspondiente a la comunidad San Juan de Quitasol es el Residencial 1 (R1).

Los clientes residenciales del área de concesión de la EEQ están clasificados en cinco estratos de consumo, como se muestra en el cuadro 2.2, para efectos de determinar las demandas máximas coincidentes.

Categoría de Estrato de Consumo	Escalas de consumo (kWh/mes/cliente) sin considerar la influencia de las cocinas de inducción para usuarios tipos C, D y E.
E	0 – 100
D	101 – 150
C	151 – 250
B	251 – 350
A	351 – 500
A1	501 – 900

Cuadro 2.2 Estratos de Consumo⁵

Para definir el estrato de consumo de la comunidad San Juan de Quitasol, hay que ubicar el sitio del proyecto en el plano del Apéndice A-11-A hoja 2 de 2 de las “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes

⁴ Tabla 1: Tipos de uso del suelo, “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución”, Sección A-11.

⁵ Tabla 2: Estratos de Consumo, “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución”, Sección A-11.

para Distribución”, que corresponde a los proyectos que están localizados en el área rural. Este plano se muestra en el Anexo II.

Al ubicar la comunidad San Juan de Quitasol en el plano del Apéndice A-11-A hoja 2 de 2, se estableció que la comunidad pertenece al estrato E.

2.1.2 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE O DIVERSIFICADA

Las normas de la E.E.Q. establecen dos categorías de clientes para la determinación de la demanda máxima coincidente:

- a) Sectores con predominio de clientes residenciales
- b) Clientes comerciales e industriales

La comunidad San Juan de Quitasol pertenece a la primera categoría. Por lo tanto, la determinación de la demanda máxima coincidente para esta comunidad se la realizará de acuerdo al procedimiento establecido para los sectores con predominio de clientes residenciales.

2.1.2.1 Sectores con predominio de clientes residenciales

Debido a la implementación del plan nacional de cocción eficiente del MEER, la demanda máxima diversificada sufre un incremento por la carga de las cocinas de inducción, que serán instaladas en los estratos de consumo tipos C, D y E. Este incremento se refleja con el parámetro demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción.

La demanda máxima diversificada, se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$DMD = FactorM \cdot FactorN + DMD_{CI} \quad (2.1)$$

Donde:

DMD: Demanda máxima diversificada.

DMD_{CI}: Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción.

El primer factor M, denominado factor de coincidencia, depende del número de clientes, y el segundo factor, N, relaciona la energía consumida por mes y por cliente con la demanda máxima. El factor N está definido para el usuario con el mayor consumo mensual.⁶ En los cuadros 2.3 y 2.4 se muestran los valores de los factores M y N respectivamente.

Nro. De usuarios	Factor M
1 a 4	(1)
5	9,49
6	10,80
7	12,10
8	13,50
9	14,80
10	16,10
11	17,40
12	18,70
13	20,10
14	21,40
15	22,70
16	24,00
17	25,30
18	26,60
19	27,80
20	29,20

Cuadro 2.3 Factor M⁷

⁶ Numeral A-11.03.- Procedimiento para la Determinación de la Demanda Máxima Coincidente, "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

⁷ Apéndice A-11-B: Factor M, "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

Como se estableció en el capítulo I, el número de usuarios para la comunidad San Juan de Quitasol es de 20 usuarios. Por lo tanto, el valor del factor M es:

$$\mathbf{Factor\ M = 29,20}$$

Ahora se procede con la determinación del factor N:

Categoría	Factor N
E	0,348
D	0,497
C	0,784
B	1,057
A	1,45
A1	2,44

Cuadro 2.4 Factor N⁸

Puesto que la categoría de estrato de consumo para la comunidad San Juan de Quitasol es la E, el factor N tiene un valor de:

$$\mathbf{Factor\ N = 0,348}$$

Con respecto a la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción (DMD_{CI}), la expresión que permite su cálculo es la siguiente:

$$DMD_{CI} = 0,6 \cdot N_{CI} \cdot FC_{CI} \cdot DMU_{CI} \quad (2.2)$$

Donde:

DMD_{CI} : Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción.

N_{CI} : Número de cocinas de inducción.

FC_{CI} : Factor de coincidencia de cocinas de inducción.

DMU_{CI} : Demanda máxima unitaria de cocina de inducción.

⁸ Apéndice A-11-B: Factor N, "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

La demanda máxima unitaria de cocina de inducción (DMU_{CI}), tiene un valor de 2,4 kW y se lo obtuvo de la siguiente manera:

$$DMU_{CI} = CI \cdot FD \quad (2.3)$$

Donde:

CI: Carga instalada de una cocina de inducción (se establece un valor de 3 kW).

FD: Factor de demanda de una cocina de inducción (se toma un valor de 0,8).

Por lo tanto:

$$DMU_{CI} = 3 \text{ kW} * 0,8$$

$$DMU_{CI} = 2,4 \text{ kW}$$

El factor de coincidencia para cocinas de inducción, (FC_{CI}), se obtiene con la siguiente expresión:

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \cdot N_{CI}^{-0,128443} + 0,037 \quad (2.4)$$

El número de cocinas de inducción para el presente caso es de 18⁹, es decir:

$$N_{CI} = 18$$

Por lo tanto, el factor de coincidencia de cocinas de inducción (F_{CI}) es:

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} * 18^{-0,128443} + 0,037$$

$$FC_{CI} = 0,37$$

⁹ Si bien el número de usuarios para el presente proyecto es 20, el número de cocinas de inducción es 18, las mismas que corresponden a las 18 viviendas habitadas de la comunidad. Cabe destacar que los dos usuarios restantes corresponden a la casa comunal y a la iglesia, sitios en los cuales no se hará uso de las cocinas de inducción.

Al reemplazar los valores de los parámetros de la ecuación 2.2 se obtiene el siguiente valor para la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción:

$$DMD_{CI} = 0,6 * 18 * 0,371 * 2,4$$

$$**DMD_{CI} = 9,62 kW**$$

Por lo tanto, la demanda máxima diversificada (DMD) calculada en base a la ecuación 2.1 tiene un valor de:

$$DMD = 29,20 * 0,348 + 9,61$$

$$**DMD = 19,77 kW**$$

2.1.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA DE DISEÑO

2.1.3.1 Clientes residenciales

Para el dimensionamiento de los elementos de la red y para el cómputo de la caída de tensión, debe considerarse que a partir de cada uno de los puntos de los circuitos de alimentación, incide un número variable de consumidores, el mismo que depende de la ubicación del punto considerado en relación a la fuente y a las cargas distribuidas; puesto que, las demandas máximas unitarias no son coincidentes en el tiempo, la potencia transferida hacia la carga es, en general, menor que la sumatoria de las demandas máximas individuales.¹⁰

En consecuencia, la demanda a considerar para el dimensionamiento de la red en un punto dado debe ser calculada mediante la siguiente expresión:

$$DD = \frac{DMD + DMD_{CI} + D_{AP} + D_{PT}}{FP} \quad (2.5)$$

¹⁰ Numeral A-11.04.- Determinación de la Demanda de Diseño, "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

Donde:

DD: Demanda de diseño en los bornes secundarios del transformador (kVA).

DMD: Demanda máxima diversificada (kW).

DMD_{Cl}: Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción (kW).

D_{AP}: Demanda de alumbrado público (kW).

D_{PT}: Demanda de pérdidas técnicas resistivas (en la red secundaria, en acometidas, en contadores de energía) (kW).

FP: Factor de potencia (0,95).

La demanda de pérdidas técnicas resistivas se calcula multiplicando la demanda máxima diversificada por el porcentaje de pérdidas técnicas del 3,6 %, es decir:

$$D_{PT} = DMD * 0,036 \quad (2.6)$$

$$D_{PT} = 19,77 * 0,036$$

$$D_{PT} = 0,71 \text{ kW}$$

En lo referente a la demanda de alumbrado público, cabe destacar que se colocarán luminarias en los postes cercanos a los grupos de usuarios. Las luminarias tendrán las siguientes características:

Luminaria para alumbrado público	
Voltaje	110 / 220 (V)
Potencia	150 (W)
Tipo de foco	Hg Halogenado ó Vapor de Na

Cuadro 2.5 Características de la luminaria para alumbrado público

El número de luminarias establecidas para los usuarios de la comunidad es de 17, por lo tanto la demanda de alumbrado público es:

$$D_{AP} = \# \text{ luminarias} \cdot \text{potencia (kW)} \quad (2.7)$$

$$D_{AP} = 17 * 0,15 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 2,55 \text{ kW}$$

Por lo tanto, la demanda de diseño correspondiente a la comunidad San Juan de Quitasol tiene un valor de:

$$DD = \frac{10,16 + 9,62 + 2,55 + 0,71}{0,95}$$

$$DD = 24,2 \text{ kVA}$$

Cabe señalar que la demanda aquí calculada, se aplica tanto para la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red así como para el sistema micro hidroeléctrico. Esto debido a que para el sistema micro hidroeléctrico es necesaria también la implementación de una red de distribución que permita la alimentación de las cargas de consumo. Por lo tanto, para ambas alternativas de electrificación, la demanda debe ser calculada con las normas de la E.E.Q.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que 10 de los usuarios se ven en la necesidad de adquirir una ordeñadora mecánica para impulsar su trabajo. Por esta razón, es necesario determinar la demanda de esta carga especial, puesto que este valor se tomará en cuenta para el dimensionamiento de los centros de transformación, tal como se verá en el capítulo III.

2.1.4 DEMANDA DE LAS CARGAS ESPECIALES

La demanda de las cargas especiales para el presente caso, corresponde a la demanda de las ordeñadoras mecánicas que se utilizarán en la comunidad. Por esta razón, previamente se debe establecer el tipo de ordeñadora a utilizar.

2.1.4.1 Elección del tipo de ordeñadora

A fin de reducir los costos que conlleva la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol, se recomienda adquirir una ordeñadora de bajo consumo y preferentemente monofásica.

La mejor opción encontrada en el mercado es la siguiente:



Gráfica 2.1 Ordeñadora mecánica recomendada

El equipo tiene las siguientes especificaciones técnicas:

- Carelo o Estructura del Equipo.
- Conjunto Generador de Vacío VM 350 Completo.
- Motor de 1 Hp monofásico.
- Regulador de Vacío a Resorte.
- Vacuómetro de 63 mm.
- Pulsador Neumático L-02 de 4 Vías Interpuls.
- Manguera de Leche 16x25.
- Manguera de Pulsado Alterno 9x15x2.
- Unidades de Ordeño Tipo Irlanda.
- Cantara en Acero Inoxidable de 40 Litros.
- Tapa Tacho en Acero Inoxidable.¹¹

2.1.4.2 Demanda individual y total de las ordeñadoras mecánicas

Como se estableció en el numeral anterior, la potencia de cada ordeñadora mecánica es de 1 (HP), es decir:

$$\text{Potencia ordeñadora} = 0,75 \text{ kW}$$

¹¹ Fuente: Ordeños OMEGA, Equipo Portátil de 2 Unidades (Vacas), Código: 16105000200.

Para un factor de potencia de 0,95 la demanda individual de la ordeñadora es:

$$Demanda\ individual\ ordeñadora = \frac{0,75\ kW}{0,95}$$

$$\mathbf{Demanda\ individual\ ordeñadora = 0,79\ kVA}$$

La demanda total de las ordeñadoras mecánicas se la calcula de la siguiente manera:

$$Demanda\ total\ ordeñadoras = \# de\ usuarios \cdot demanda\ individual \quad (2.8)$$

Como se mencionó anteriormente, el número de usuarios que harán uso de una ordeñadora mecánica es de 10 usuarios. Por lo tanto, la demanda total de las ordeñadoras es:

$$Demanda\ total\ ordeñadoras = 10 * 0,79\ (kVA)$$

$$\mathbf{Demanda\ total\ ordeñadoras = 7,9\ kVA}$$

A continuación, se presenta el procedimiento seguido para la determinación de la demanda mediante cuadros de carga. Esta demanda será utilizada para la segunda alternativa de electrificación, la misma que se basa en el uso de sistemas solares fotovoltaicos.

2.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MEDIANTE CUADROS DE CARGA

Dado que la comunidad San Juan de Quitasol no posee el servicio de electricidad, los cuadros de carga se los realizó en base a modelos de carga que permitan satisfacer las necesidades que tienen los usuarios de esta comunidad y tomando como referencia los modelos de carga del Proyecto Chiriboga correspondiente al Programa “Cero Viviendas Sin Luz” de la Empresa Eléctrica Quito.

Los modelos de carga del Proyecto Chiriboga son los siguientes:

BÁSICO	ESTÁNDAR	PLUS*
3 lámparas	6 lámparas	lámparas para iluminación
1 lámpara móvil y sistema de recarga de celular	1 lámpara móvil y sistema de recarga de celular	radios, equipos de sonido
1 radio	1 radio o equipo de sonido	televisores
1 televisor	1 televisor	DVDs
1 DVD	1 DVD	televisión Satelital
1 convertidor	1 Direct TV	electrodomésticos
<p>* El sistema Plus se diseñará en base a las necesidades del usuario siempre y cuando supere los requerimientos en energía de los sistemas básico y estándar, la diferencia de costo será asumido por el usuario considerando que existe un monto máximo que subsidia el gobierno a través del FERUM. Los sistemas no incluyen los equipos como radio, televisión, refrigeradora, DVDs, etc., solo las lámparas y el sistema de recarga.</p>		

Cuadro 2.6 Modelos de carga del Proyecto Chiriboga¹²

En base a los modelos de carga del Proyecto Chiriboga y en base a las necesidades de los habitantes de la comunidad, a continuación se establecen los modelos de carga para la comunidad San Juan de Quitasol.

¹² Modelos de carga del Proyecto Chiriboga correspondiente al Programa “Cero Viviendas Sin Luz” de la Empresa Eléctrica Quito.

2.2.1 MODELOS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL

En base a las diferentes preguntas realizadas a los moradores de la comunidad, y considerando la estructura de las viviendas, así como de la casa comunal y de la iglesia, se establecieron los siguientes modelos de carga que permiten satisfacer las necesidades de la comunidad.

MODELOS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL		
RESIDENCIAL	CASA COMUNAL	IGLESIA
foco ambiente 1	lámpara sencilla 1	lámpara sencilla 1
foco ambiente 2	lámpara sencilla 2	lámpara sencilla 2
foco ambiente 3	lámpara sencilla 3	lámpara sencilla 3
televisor	lámpara sencilla 4	lámpara sencilla 4
DVD	equipo de audio	equipo de audio
radio		
refrigeradora		
licuadora		
cargador celular		

Cuadro 2.7 Modelos de carga para la comunidad San Juan de Quitasol

Un aspecto importante referente a las cargas que conforman los modelos, es la diferencia en cuanto al consumo de potencia que tienen las cargas eficientes con respecto a las cargas tradicionales. Esta diferencia en el consumo de potencia influye de manera considerable en el valor de la demanda de energía.

Con la finalidad de apreciar esta diferencia, para la realización de los cuadros de carga se considerarán dos escenarios principales. El primer escenario comprende el uso de aparatos eléctricos tradicionales y el segundo escenario implica el uso de aparatos eléctricos eficientes.

Previamente se presenta un análisis de la eficiencia energética en aparatos eléctricos que servirá como referencia para la elección de artefactos eficientes a ser utilizados en los cuadros de carga.

2.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN APARATOS ELÉCTRICOS

La eficiencia energética no propone dejar de utilizar electrodomésticos, estar en penumbras o apagar el aire acondicionado si el clima es extremo. Por el contrario, aporta ideas para optimizar los recursos energéticos y de esta manera, seguir disfrutando de sus beneficios en el futuro.

La eficiencia energética implica el aprovechamiento consciente –y por lo tanto más inteligente– de la energía disponible. Este uso racional y a conciencia de la energía incluye su producción, conversión, transporte y uso.

En el ámbito hogareño, el uso eficiente de la energía permite disminuir el monto de las facturas sin pérdida de bienestar. Y eso no es todo: no sólo se puede reducir el consumo y mantener el confort, sino que es posible mejorar la calidad de vida consumiendo menos.¹³

2.2.2.1 Etiquetas de eficiencia energética

Las etiquetas de eficiencia energética son etiquetas informativas adheridas a los productos manufacturados que indican el consumo de energía del producto (generalmente en la forma de uso de la energía, eficiencia y/o costos de la energía) para proporcionar a los consumidores los datos necesarios para hacer compras con información adecuada. Existen tres tipos diferentes de etiquetas:

- Etiquetas de aprobación sobre una especificación.
- Etiquetas de comparación.
- Etiquetas de información únicamente.

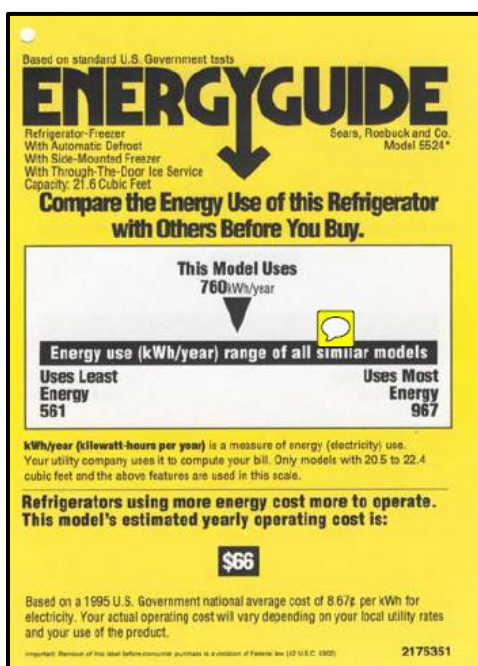
Las etiquetas de aprobación son esencialmente “sellos de aprobación” de acuerdo a un conjunto específico de criterios. Las etiquetas de comparación le ofrecen al consumidor información que les permita comparar el rendimiento entre productos similares, ya sea utilizando categorías discretas de funcionamiento o una escala

¹³ Publicación: “La eficiencia energética en el hogar”, Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

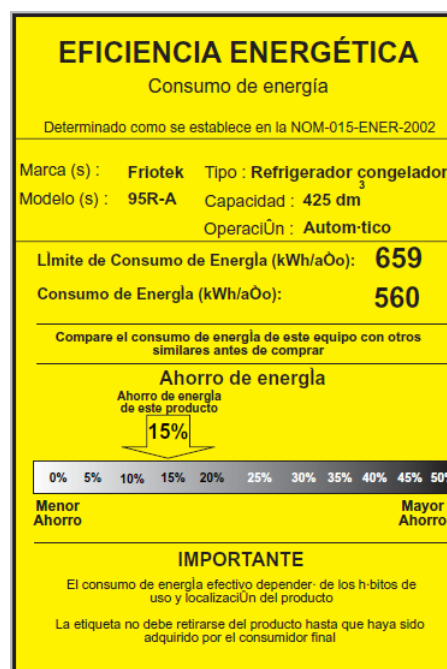
continua. Las etiquetas de información únicamente proporcionan datos sobre el rendimiento del producto.

Las etiquetas pueden utilizarse solas o servir de complemento a las normas de eficiencia energética. Proporcionan información al consumidor que les permite, si lo desean, seleccionar productos más eficientes. También proporcionan un indicador común sobre la eficiencia energética, lo cual permite a las empresas de servicios públicos y a las oficinas gubernamentales para la conservación de la energía, ofrecer incentivos a los consumidores que compren los productos más eficientes en el ahorro de la energía. El éxito de las etiquetas de eficiencia energética depende en gran medida de cómo se presente la información al consumidor.¹⁴

A continuación se presentan ejemplos de etiquetas de eficiencia energética en algunos países:



Gráfica 2.2 Etiqueta de Estados Unidos



Gráfica 2.3 Etiqueta de México

¹⁴ "Normas y Etiquetas de Eficiencia Energética: Una Guía Para Electrodomésticos, Equipo e Iluminación", Stephen Wiel y James E. McMahon, CLASP.

Energia (Elétrica)		MÁQUINA DE LAVAR ROUJA
Fabricante Marca	ABCDEF XYZ(Laço)	
Modelo/tensão(V)	IPQR/220	
Mais eficiente		G
Menos eficiente		
CONSUMO DE ENERGIA (kWh/ciclo) <small>(com base nos resultados do ciclo de lavagem normalizado de algodão a 60° C)</small>	XYZ	
Eficiência de lavagem <small>A: mais eficiente G: mais baixa</small>	ABCDEF G	
Eficiência de secagem <small>A: mais elevada G: mais baixa</small>	ABCDEF G	
Velocidade de centrifugação (rpm)	1000	
Capacidade de lavagem (kg)	YZ	
Consumo de água (l)	YX	
<small>Regulamento Específico Para Uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Linha de Máquinas de Lavar - RESPROSLAV</small> <small>Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho.</small>		
<small>PROGRAMA DE CENSBTE AO RESPEITO DE ENERGIA ELÉTRICA</small>		
<small>IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR</small>		

Gráfica 2.4 Etiqueta de Brasil

Energía	
Más eficiente	
	B
Menos eficiente	
Índice de eficacia energética	XYZ lm/W
Los resultados se obtienen aplicando los métodos de ensayo descritos en las normas técnicas colombianas NTC	

Gráfica 2.5 Etiqueta de Colombia

2.2.2.1.1 Sello ENERGY STAR

El Programa de sellos ENERGY STAR es una iniciativa conjunta del Departamento de Energía (DOE) y la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de EEUU. Mientras que el programa es principalmente norteamericano (existen acuerdos bilaterales con otros países), el sello sobre ciertos productos es ampliamente reconocido.



Gráfica 2.6 Sello ENERGY STAR

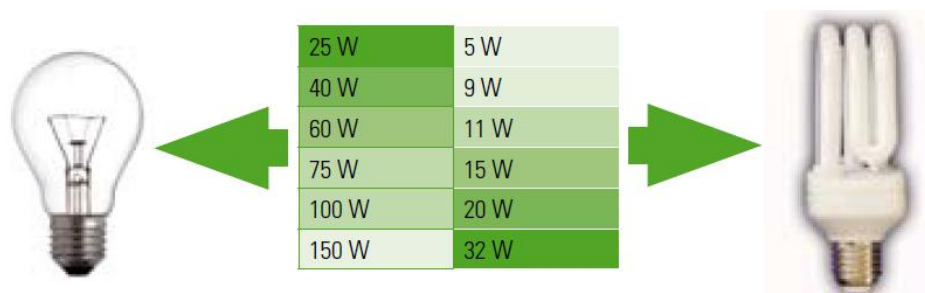
Probablemente el más universal es el de los equipos de oficina, tales como computadores, monitores, e impresoras. Sobre estos productos, el sello premia aquellos modelos que tiene tres características:

- Baja potencia de operación.
- Modo reposo (“sleep”) que se inicia automáticamente después de un período de inactividad; y
- Bajo consumo en standby (es decir, bajo consumo cuando están apagados pero no desenchufados).¹⁵

2.2.2.2 Iluminación eficiente

A la hora de usar iluminación artificial se debe procurar utilizar siempre de la forma más racional y eficiente posible: apagando las luces de las habitaciones que no se esté utilizando, adecuando la iluminación en cada habitación según las necesidades y usos que se le dé y, por supuesto, utilizando fuentes de luz que consuman la menor energía posible, esto es, bombillas de bajo consumo.

En la actualidad existe una amplia oferta de bombillas de bajo consumo energético, de todas las formas, tamaños y perfectamente adaptables a las lámparas habituales (con casquillo de rosca), con las que se puede conseguir ahorros sustanciales de energía. En la gráfica 2.7 se encuentra un cuadro comparativo de equivalencias entre las potencias de las bombillas incandescentes y las bombillas de bajo consumo.



Gráfica 2.7 Equivalencia de potencias¹⁶

En el cuadro 2.8 se encuentran las características de los principales tipos de bombillas con sus principales características y aplicaciones:

¹⁵ “Manual de Compras Energéticamente Eficientes”, elaborado por Phil Coleman, Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, con la colaboración de: Programa de Energía, Fundación Chile, diciembre 2007.

¹⁶ Fuente: “Guía para el ahorro energético en el hogar”, WWF/Adena (Madrid, España), julio de 2008.

Tipos	Eficiencia Luminosa (Lumen/W)	Duración (Horas)	Características y aplicaciones
Incandescentes 	10-15	1.000	Son las convencionales, las más baratas y más ineficientes. La luz se produce por el paso de corriente eléctrica a través de un filamento metálico. Sólo el 5% de la energía consumida se convierte en luz, el resto se pierde como calor. Con el tiempo van emitiendo menos luz pero siguen consumiendo lo mismo.
Halógenas 	10-25	1.500	También son incandescentes, pero tienen un gas halógeno en su interior que permite regenerar el filamento de tungsteno. Duran más y mantienen su eficiencia en el tiempo. Adecuadas para focalizar la luz sobre un punto concreto (lugar de estudio, trabajo u objetos especiales).
Tubos fluorescentes 	80-120	6.000 a 9.000	Eficiencias superiores a las incandescentes, ya que la mayor parte de la electricidad consumida se destina a producir luz. Son más caros que las bombillas corrientes, pero consumen hasta un 80% menos de electricidad para la misma emisión luminosa y tienen una duración entre 8 y 10 veces superior. Para encendidos y apagados poco frecuentes. Debido a que contienen mercurio, tras su uso hay que depositarlos debidamente en un punto limpio.
Fluorescentes compactas 	60-85	6.000 a 9.000	Versión compacta de los tubos fluorescentes. Los encendidos y apagados frecuentes reducen su vida útil. Al encenderse tardan unos minutos en alcanzar la máxima intensidad de luz. Las de tipo electrónico, de menor peso que las anteriores, encienden por el contrario al instante y permiten encendidos y apagados frecuentes. Apenas se calientan y son algo más caras que las compactas convencionales.
LED 	80-100	50.000	Consiste en un dispositivo semiconductor que emite luz cuando se polariza de forma directa y es atravesado por una corriente eléctrica. Producen la misma luz que una bombilla convencional pero usando un 90% menos de energía.

Cuadro 2.8 Tipos de bombilla¹⁷

Tomando en cuenta la información que ofrecen las etiquetas de eficiencia energética de los electrodomésticos disponibles en el mercado y mediante el uso de fuentes de luz de bajo consumo, a continuación se procede a elaborar el cuadro de carga empleando aparatos eléctricos eficientes. Previamente se elaborará también el cuadro de carga con artefactos tradicionales, esto con la finalidad de comparar el consumo de energía entre el primer escenario (uso de artefactos tradicionales) y el segundo escenario (uso de artefactos eficientes).

¹⁷ Fuente: "Guía para el ahorro energético en el hogar", WWF/Adena (Madrid, España), julio de 2008.

2.2.3 CUADROS DE CARGA PARA LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL

El cálculo de la demanda de potencia y energía de la comunidad, se lo realizó para tres categorías de consumo:

- Consumo residencial o doméstico
- Consumo en la casa comunal
- Consumo en la iglesia

2.2.3.1 Consumo residencial o doméstico

Los siguientes cuadros de carga se los realizó en base al modelo de carga residencial que se estableció en el cuadro 2.7.

2.2.3.1.1 Cuadro de carga con artefactos tradicionales

Para el primer escenario, se considera que el usuario utilizará artefactos ineficientes como televisores de modelos antiguos, focos incandescentes, etc.

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	* HORAS UTILIZADAS (h)		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DÍAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				AM	PM				
foco ambiente 1	1	100	0,1	1	5	6	0,6	30	18
foco ambiente 2	1	100	0,1	0,5	0,5	1	0,1	30	3
foco ambiente 3	1	100	0,1	0,5	0,5	1	0,1	30	3
televisor	1	120	0,12	0	5	5	0,6	30	18
DVD	1	25	0,025	0	5	5	0,125	30	3,75
radio	1	30	0,03	5	2	7	0,21	30	6,3
refrigeradora	1	350	0,35	4	4	8	2,8	30	84
licuadora	1	300	0,3	0,1	0,1	0,2	0,06	30	1,8
cargador celular	1	3,1	0,0031	1	1	2	0,0062	30	0,186
TOTAL							4,6012		138,036

Cuadro 2.9 Cuadro de carga con artefactos tradicionales (Consumo residencial)

La estructura del cuadro de carga es la siguiente:

- La columna A corresponde a la potencia en vatios (W) de cada uno de las cargas a utilizar por el usuario.
- La columna B corresponde a las mismas cargas de la columna A pero en kilovatios (kW).
- La columna C corresponde al número total de horas de utilización de las cargas por día que se obtiene de la suma de las horas de utilización en la mañana, tarde y noche (horas AM + horas PM).
- La columna D corresponde al consumo diario de energía de cada una de las cargas, que se obtiene al multiplicar la columna B*C.
- La columna E corresponde a los días que se utilizan al mes las diferentes cargas, el valor colocado es de treinta porque las cargas por lo general son utilizadas todos los días del mes.
- La columna F corresponde al total de consumo de energía al mes por carga que se obtiene al multiplicar las columnas D*E.

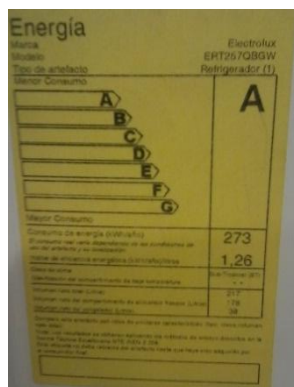
Ahora se procede a elaborar el cuadro de carga correspondiente al consumo residencial para el segundo escenario (uso de artefactos eficientes).

2.2.3.1.2 Cuadro de carga con artefactos eficientes

El segundo escenario a analizar comprende la sustitución de las cargas tradicionales por cargas eficientes que se encuentran en el mercado.

Para obtener los datos de consumo de los artefactos eficientes se realizó una visita a un supermercado en el cual tienen de todo tipo de electrodomésticos con su respectiva información de consumo al año.

A continuación, por ejemplo, se presenta la información de consumo de energía de un refrigerador eficiente que se encontró en dicho supermercado.



Gráfica 2.8 Etiqueta de eficiencia energética de un refrigerador que se vende en el mercado nacional

El consumo de este refrigerador de categoría A es de 273 (kWh/año) lo que nos indica que al mes tiene un consumo de 22,75 (kWh). Esta información se usó en el cuadro de carga con artefactos eficientes (cuadro 2.10).

Para los demás artefactos eléctricos se realizó el mismo procedimiento que con el refrigerador, con la diferencia de que aparatos como televisores tiene en su información técnica el valor de su potencia nominal.

Por lo tanto, el cuadro de carga empleando artefactos eficientes es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A	B	*		C	D	E	F
				HORAS UTILIZADAS (h)					
				AM	PM				
		POTENCIA (W)	POTENCIA (kW)			h/día	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	DÍAS DE USO AL MES (días/mes)	CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
foco ambiente 1	1	20	0,02	1	5	6	0,12	30	3,6
foco ambiente 2	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
foco ambiente 3	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
televisor	1	35	0,035	0	5	5	0,175	30	5,25
DVD	1	10	0,01	0	5	5	0,05	30	1,5
radio	1	15	0,015	5	2	7	0,105	30	3,15
refrigeradora	1	88,5	0,0885				0,758333	30	22,75
licuadora	1	200	0,2	0,1	0,1	0,2	0,04	30	1,2
cargador celular	1	3,1	0,0031	1	1	2	0,0062	30	0,186
TOTAL							1,294533		38,836

Cuadro 2.10 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo residencial)

Al comparar el consumo total de energía de las cargas tradicionales con el consumo de energía de las cargas eficientes, se puede apreciar que al utilizar cargas eficientes, el consumo de energía se reduce en un 70% con respecto al escenario en que se utilizan cargas tradicionales. Este resultado obtenido muestra claramente la gran importancia que debe tener la eficiencia energética en un hogar.

Además, el menor consumo de energía para el caso de las cargas eficientes implica la reducción en cuanto a los costos que conllevaría la implementación de por ejemplo un sistema fotovoltaico en una vivienda, ya que al reducirse la demanda de energía, se reduce también el tamaño del sistema fotovoltaico, lo que implica una reducción en cuanto al número y capacidad de sus componentes como son los paneles fotovoltaicos y las baterías.

Para las dos restantes categorías de consumo (en la casa comunal y en la iglesia) únicamente se realizarán los cuadros de carga considerando cargas eficientes puesto que esta es la alternativa óptima.

Previamente, se realizará un cuadro de carga más para el caso del consumo residencial, el mismo que considere una ordeñadora mecánica como carga adicional. Recordar que como se mencionó en la sección anterior, 10 de los usuarios se ven en la necesidad de adquirir una ordeñadora mecánica para impulsar su trabajo.

2.2.3.1.3 Cuadro de carga con artefactos eficientes con la inclusión de una ordeñadora mecánica.

Como se estableció en el numeral 2.1.4.1, la potencia de la ordeñadora que se recomienda es de 1 HP equivalente a 0,75 (kW). Este valor se usa para elaborar el siguiente cuadro de carga.

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	*		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DÍAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				HORAS UTILIZADAS (h)					
				AM	PM				
foco ambiente 1	1	20	0,02	1	5	6	0,12	30	3,6
foco ambiente 2	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
foco ambiente 3	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
televisor	1	35	0,035	0	5	5	0,175	30	5,25
DVD	1	10	0,01	0	5	5	0,05	30	1,5
radio	1	15	0,015	5	2	7	0,105	30	3,15
refrigeradora	1	88,5	0,0885				0,758333	30	22,75
licuadora	1	200	0,2	0,1	0,1	0,2	0,04	30	1,2
cargador celular	1	3,1	0,0031	1	1	2	0,0062	30	0,186
ordeñadora	1		0,75	2	2	4	3	30	90
TOTAL							4,294533		128,836

Cuadro 2.11 Cuadro de carga con artefactos eficientes con la inclusión de una ordeñadora mecánica

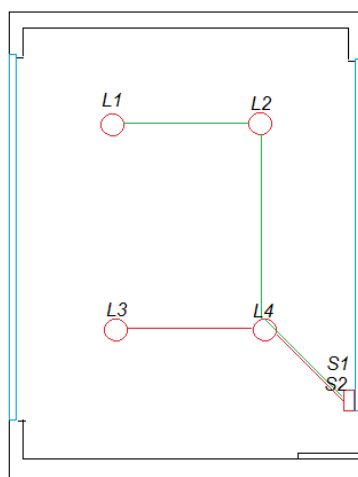
Como se puede apreciar, el uso de una ordeñadora mecánica eleva de manera considerable la demanda de energía eléctrica. La ordeñadora hace que el consumo de energía se incremente en alrededor del 330%. Es por esta razón que para un sistema fotovoltaico, el uso de una ordeñadora como carga de consumo no sería viable, esto debido principalmente a que el costo de un sistema fotovoltaico que sea capaz de alimentar a la ordeñadora además de las otras cargas sería demasiado elevado.

Por esta razón, se descarta el uso de una ordeñadora mecánica para una opción de electrificación que se base en el uso de paneles fotovoltaicos. No así para una alternativa de electrificación que se base en la extensión de la red de distribución o en la micro generación hidroeléctrica.

Ahora se procede con los cuadros de carga para el consumo en la casa comunal y en la iglesia.

2.2.3.2 Consumo en la casa comunal

Al realizar una inspección de la casa comunal, se puede establecer la siguiente distribución de las luminarias que se necesitan en este lugar:



Gráfica 2.9 Distribución de las luminarias para la casa comunal

Basándonos en este modelo, el cuadro de carga considerando cargas eficientes es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	* HORAS UTILIZADAS (h)		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DÍAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				AM	PM				
lámpara sencilla 1	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 2	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 3	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 4	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
equipo de audio	1	50	0,05	0	2	2	0,1	5	0,5
TOTAL							0,74		3,7

Cuadro 2.12 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo en la casa comunal)

Un aspecto que se consideró para el desarrollo del cuadro de carga para la casa comunal, es que debido a que este espacio cuenta con amplias ventanas (tal como se puede apreciar en la gráfica 2.10), es muy poco probable que se necesite iluminación artificial en la mañana.



Gráfica 2.10 Casa comunal de la comunidad San Juan de Quitasol

Además, con respecto al número de días de uso al mes, se estableció que cinco días es un número adecuado, ya que la casa comunal se usa únicamente cuando se necesita realizar reuniones de la comunidad.

Se consideró además que sería importante que la casa comunal cuente con un equipo de audio al que se pueda conectar un micrófono.

2.2.3.3 Consumo en la iglesia

Después de la inspección a la iglesia, se consideró que la distribución de luminarias hecha para la casa comunal, también se puede aplicar para la iglesia.

Se consideró además que al igual que en la casa comunal, es importante que la iglesia también cuente con un equipo de audio.

En lo referente al número de días de uso al mes, este se estableció en base al uso que actualmente se le da a la iglesia y que fue consultado a los habitantes de la comunidad.



Gráfica 2.11 Iglesia de la comunidad San Juan de Quitasol

Por lo tanto, el cuadro de carga apropiado para satisfacer las necesidades de iluminación y de confort para los habitantes que acuden a esta iglesia es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	* HORAS UTILIZADAS (h)		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DÍAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				AM	PM				
lámpara sencilla 1	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 2	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 3	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 4	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
equipo de audio		50	0,05	0	2	2	0,1	12	1,2
TOTAL							0,74		8,88

Cuadro 2.13 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo en la iglesia)

Cabe destacar que el consumo diario de la casa comunal coincide con el consumo diario de la iglesia. La diferencia entre estas dos categorías de consumo se establece en el consumo mensual, en donde el consumo de energía en la iglesia es mayor que el consumo en la casa comunal, esto debido a que el número de días de uso al mes de la iglesia es mayor que el de la casa comunal.

A continuación se presenta la demanda de energía de las tres categorías de consumo: residencial, casa comunal e iglesia; y la demanda total de energía.

2.2.4 DEMANDA DE ENERGÍA DE LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL EN BASE A CUADROS DE CARGA

En el cuadro 2.14 se encuentra la demanda de energía total y por categoría de consumo de la comunidad San Juan de Quitasol.

Categoría de Consumo	Número de Clientes	Demanda Individual (kWh/mes/usuario)	Demanda Total (kWh/mes)
Residencial	18	38,836	699,048
Casa comunal	1	3,70	3,70
Iglesia	1	8,88	8,88
TOTAL	20		711,628

Cuadro 2.14 Demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol

Una vez determinada la demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol, en el siguiente capítulo se procede con el análisis de las alternativas de electrificación para la comunidad.

CAPÍTULO III

3 ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN

Una vez que se ha determinado la demanda de potencia y energía eléctrica de la comunidad San Juan de Quitasol, es necesario ahora establecer las alternativas de electrificación que permitan cubrir dicha demanda. Para cumplir con este propósito, se considerarán alternativas de electrificación que sean técnica y económicamente factibles para la zona de estudio.

Como se mencionó en el capítulo I, en la comunidad existen dos viviendas que se encuentran electrificadas, las mismas que se suministran del servicio eléctrico de las redes monofásicas que pasan por la carretera cercana a la comunidad. Por esta razón, la primera alternativa a considerar es la electrificación de la zona mediante la extensión de la red de distribución.

Para establecer otras alternativas de electrificación, se deben analizar los recursos naturales que posee la zona, para determinar la factibilidad de la electrificación mediante el uso de energías renovables.

Al analizar los recursos naturales de la zona, se ha establecido que esta zona tiene un buen potencial de recursos solar e hidráulico. Por lo tanto, es factible la electrificación por medio de sistemas aislados basados en energía fotovoltaica y micro generación hidroeléctrica.

Por lo tanto, son tres las alternativas de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol. La primera consiste en la extensión de la red de distribución, la segunda se basa en la energía solar fotovoltaica y la tercera alternativa considera la micro generación hidroeléctrica.

A continuación se presenta un análisis de cada una de estas tres alternativas de electrificación.

3.1 ELECTRIFICACIÓN MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

3.1.1 INTRODUCCIÓN

Como se mencionó antes, en la comunidad San Juan de Quitasol existen dos viviendas que poseen el servicio eléctrico. Esto se ha conseguido gracias a que estas viviendas se encuentran relativamente cerca de la entrada a la comunidad la misma que se encuentra junto a la carretera por donde pasa la red monofásica de bajo voltaje.

Esto ha facilitado para que el propietario de estas viviendas empleando recursos propios, realice la extensión de la red desde la carretera hasta llegar a sus viviendas.



Gráfica 3.1 Entrada a la comunidad San Juan de Quitasol, junto a la carretera por donde pasa la red monofásica de bajo voltaje

Por lo tanto, se puede concluir que la electrificación de las viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol mediante la extensión de la red de distribución si es posible, puesto que esto ya se ha hecho para dos viviendas. Sin embargo, a diferencia de estos dos casos, en los que se ha realizado la extensión de la red de bajo voltaje para la electrificación de estas viviendas, para la electrificación de las demás viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol será necesario realizar la extensión de la red de medio voltaje, esto debido a que las demás viviendas de la

comunidad se encuentran bastante alejadas de la entrada a la comunidad. Por esta razón, a continuación se presenta la ubicación eléctrica de la comunidad para saber a qué distancia se encuentra de la red de medio voltaje, cuál es la subestación a la que pertenece y dentro de la zona de incidencia de qué alimentador primario se encuentra.

3.1.2 UBICACIÓN ELÉCTRICA DE LA COMUNIDAD SAN JUAN DE QUITASOL

3.1.2.1 Ubicación de la comunidad respecto a la red de medio voltaje

La entrada a la comunidad San Juan de Quitasol se encuentra a unos 200 metros del final de la red monofásica de medio voltaje existente, tal como se muestra en la figura 3.2.

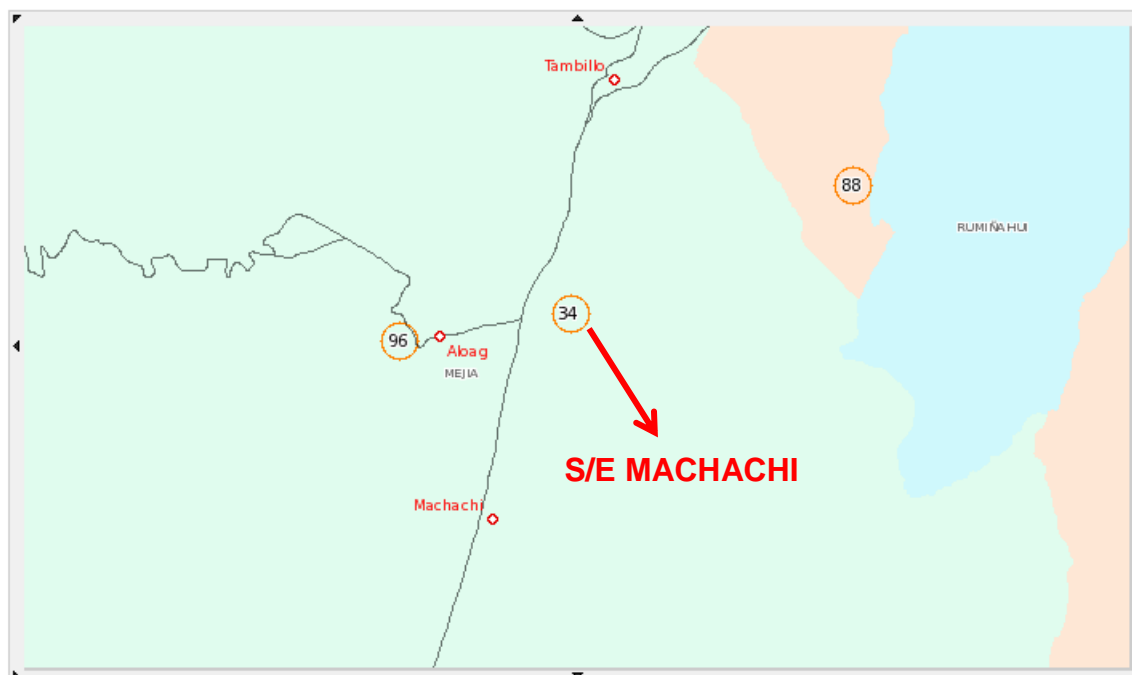


Gráfica 3.2 Ubicación de la red monofásica de medio voltaje existente con respecto a la entrada de la comunidad San Juan de Quitasol

Esta distancia es manejable ya que únicamente sería necesaria la sustitución de dos postes de bajo voltaje por unos de medio voltaje para llegar con la red monofásica de medio voltaje hasta la entrada a la comunidad.

3.1.2.2 Subestación y alimentador primario a la que pertenece la comunidad

Al analizar la ubicación geográfica de la comunidad, se establece que ésta se encuentra en la zona de incidencia de la Subestación Machachi (S/E 34).



Gráfica 3.3 Ubicación geográfica de la Subestación Machachi (S/E 34)

Fuente: G.I.S. de la E.E.Q.

A continuación se presentan las principales características de esta subestación:

SUBESTACIÓN MACHACHI							
Código	Ubicación			Voltaje (kV)		Potencia del Transformador	Número de Primarios
	Provincia	Cantón	Parroquia	Voltaje 1	Voltaje 2		
34	Pichincha	Mejía	Machachi	23	46	15/20 MVA	4

Cuadro 3.1 Características de la S/E Machachi

La subestación Machachi tiene cuatro primarios cuyas zonas de incidencia se muestran a continuación:

PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN MACHACHI (S/E 34)	
Código Primario	Zona Incidencia Primarios (Barrios)
34 A	La Calera, La Remonta, Miraflores, El Rosario, Tambillo, Casiganda, Ayahurco, Uyumbicho, incluye Grupo Moderna, Castillo de Amaguaña.
34 B	El Retiro, Machachi, Tucuso, Pinlocruz, B. Gütig, Cosmorama, Jambelí, San Bartolomé de Pastocalle, Clirsen, Romerillos, incluye la central de Silunche.
34 C	Aloag, Panamericana Sur, Aychapicho, Fuerte Militar Atahualpa, parte de Machachi, Aloasí, Huasimillo, La Moya, La Estación, La Avanzada, etc.
34 D	Aloag, El Obelisco, La Libertad, San Vicente, El Pongo, El Corazón y la vía a Santo Domingo de los Tsáchilas desde Aloag hasta el Sector de La Virgen, etc.

Cuadro 3.2 Primarios de la Subestación Machachi y zonas de incidencia

En la gráfica 3.4 se pueden apreciar la disposición de los primarios de la Subestación Machachi (S/E 34).



Gráfica 3.4 Disposición de los Primarios de la Subestación Machachi (S/E 34)

Fuente: G.I.S de la E.E.Q.

Como se puede apreciar en el cuadro 3.2 la comunidad San Juan de Quitasol se encuentra en la zona de incidencia del primario 34 D. Este es el primario del que se derivan las redes secundarias que mediante su extensión permitirán la electrificación de la comunidad.

En base a lo analizado anteriormente, se puede concluir que la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red si es factible para su implementación, esto gracias a la buena ubicación eléctrica que tiene la comunidad San Juan de Quitasol.

Ahora, un aspecto importante a destacar, es que para la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red de distribución, se tomará en cuenta la “Guía para la Utilización de Diseños Tipo y Listas de Materiales” que forma parte de las “Normas para Sistemas de Distribución – Parte B – Unidades de Propiedad y Construcción”, de la Empresa Eléctrica Quito. Por esta razón, es conveniente revisar en resumen este contenido.

3.1.3 UNIDADES DE PROPIEDAD Y CONSTRUCCIÓN – E.E.Q.

3.1.3.1 Designación de disposiciones tipo

Con el propósito de identificar el campo de aplicación de cada una de las disposiciones tipo normalizadas, se adopta para su designación una referencia alfanumérica cuyos elementos y secuencia deben interpretarse de acuerdo con el esquema que se desarrolla a continuación.

El primer símbolo literal desde la izquierda identifica el grupo de diseños que corresponde a una de las componentes del sistema, con el siguiente significado:

GRUPO DE DISEÑOS	
DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO
Línea de distribución aérea	L
Red de distribución aérea	R
Red de distribución subterránea	S
Tensor	G
Anclaje de Tensor	GA
Montaje de Equipo	M
Alumbrado Público	A
Conexiones a Tierra	T

Cuadro 3.3 Grupo de Diseños

Los símbolos que se anotan a continuación determinan, para cada grupo, las características básicas del diseño de acuerdo con el siguiente ordenamiento y significado.

3.1.3.1.1 Línea de distribución aérea (L) y Red primaria de distribución aérea (R)

Línea de distribución aérea (L) y Red primaria de distribución aérea (R)		
Grupo	Línea de distribución	L
	Red de distribución	R
Tensión	22,8 GRDY/13,2 kV	V
	6,3 kV	N
Disposición	Trifásica centrada	A
	Trifásica en volado	B
	Trifásica vertical	C
	Trifásica especial, vano normal	E
	Trifásica especial, vano largo < 300 m	F
	Trifásica especial, vano largo ≥ 300 m	G
	Monofásica	U
	Monofásica en volado	W
	Dos fases centrada	J
	Dos fases en volado	K
Función	Alineación	1
	Angular	2
	Retención, Retención-Angular	3
	Terminal	4
Número de Circuitos	Doble Circuito	D

Cuadro 3.4 Línea de distribución aérea (L) y Red primaria de distribución aérea (R)¹⁸

¹⁸ Sección B-05.02: "Guía para la Utilización de Diseños Tipo y Listas de Materiales", "Normas para Sistemas de Distribución – Parte B – Unidades de Propiedad y Construcción", E.E.Q.

3.1.3.1.2 Red secundaria de distribución aérea (R)

Red secundaria de distribución aérea (R)		
Grupo	R	
Disposición	Vertical sobre bastidor	B
	Horizontal sobre cruceta	C
	Con cable preensamblado	P
Función	Alineación	1
	Angular	2
	Retención angular	3
	Terminal	4
Número de Conductores	1 – 2 – 3 – 4 – 5	
Tipo de Instalación	En poste de hormigón	H

Cuadro 3.5 Red secundaria de distribución aérea (R)

Un aspecto importante a tener en cuenta, es que de acuerdo al convenio de cooperación interinstitucional para el fortalecimiento del sector de la distribución eléctrica suscrito el 11 de mayo de 2009 entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) y las Empresas de Distribución Eléctrica (EDs), se estableció como objetivo principal implantar un Sistema de Gestión Único, para lo cual, se conformó la “Comisión de Homologación de Unidades de Propiedad (CUP)”, cuyo trabajo se encamine a unificar la identificación, materiales y equipos usados en las estructuras y montajes de equipos.¹⁹

A continuación se presenta el marco teórico para la homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica.

¹⁹ “Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica”; publicado por el MEER; Proyecto SIGDE.

3.1.4 HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC) DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

3.1.4.1 Definiciones básicas

3.1.4.1.1 Unidades de Propiedad (UP)

Es un conjunto de bienes diferentes entre sí y asociados, para cumplir una función específica en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica que abarcan a las diferentes Unidades de Construcción.

3.1.4.1.2 Unidades de Construcción (UC)

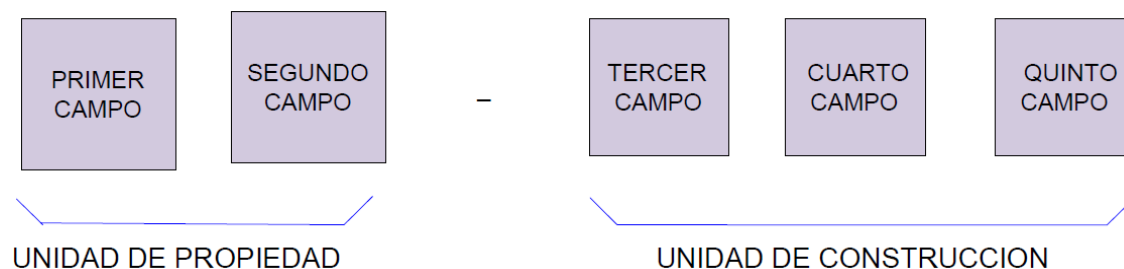
Es el conjunto de materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje, que facilitan el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de distribución, de manera sencilla, ordenada y uniforme.

La Unidad de Construcción, es una disposición representada gráficamente, compuesta de un listado de materiales, equipos y sus respectivas cantidades.²⁰

3.1.4.2 Identificador nemotécnico de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC)

El identificador está estructurado por cinco campos, los dos primeros identifican a la Unidad de Propiedad separados por un guion de los tres siguientes, que definen las unidades de construcción; los cuales serán alfabéticos y/o numéricos y/o signos. La disposición de la estructura del identificador será la siguiente:

²⁰ "Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica"; Sección 1, Numeral 2: Definiciones básicas.



Gráfica 3.5 Estructura del identificador nemotécnico

3.1.4.2.1 Unidades de Propiedad: Primer Campo

El primer campo está conformado por dos caracteres alfabéticos en mayúsculas, denominado GRUPO, que define la Unidad de Propiedad.

Para especificar el primer campo, se considera la primera y/o segunda letra de la(s) palabra(s) clave(s) que define el grupo. Las equivalencias son las siguientes:

GRUPO	EQUIVALENCIA
ES	E Structuras en redes aéreas de distribución
TR	T Ransformadores en redes de distribución
SP	S eccionamiento y P rotección en redes aéreas de distribución
EC	E quipos de C ompensación en redes aéreas de distribución
PO	P Ostes en redes de distribución.
CO	C Onductores en redes de distribución
ME	M Edidores en redes de distribución
AC	A Cometidas en redes de distribución
TA	T ensores y A nclajes en redes de distribución
PT	P uesta a T ierra en redes de distribución
AP	A lumbrado P úblico vial en redes de distribución
AO	A lumbrado Público O rnamental

Cuadro 3.6 Primer campo del identificador nemotécnico²¹

²¹ "Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica"; Sección 1, Numeral 3.2: Estructura del identificador nemotécnico de las unidades de propiedad y de construcción.

3.1.4.2.2 Unidades de Propiedad: Segundo Campo

Está conformado por un carácter alfabético en mayúscula, denominado NIVEL DE VOLTAJE, que indica los voltajes utilizados actualmente en el país.

Se considera la primera letra de la palabra clave, de repetirse ésta, se utilizará la siguiente letra; las equivalencias son las siguientes:

NIVEL DE VOLTAJE	EQUIVALENCIA
C	120 V – 121 V – 127 V (C ien)
E	V (C Ero)
D	240/120 V – 220/127 V (D oscientos)
U	440/256 V – 480/227 V (C Uatrocientos)
S	6,3 kV (S eis mil)
T	13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV GRDy / 7,62 kV (T rece mil)
V	22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV (V einte mil)
R	34,5 kV GRDy / 19,92 kV (T Reinta mil)
0	No aplica

Cuadro 3.7 Segundo campo del identificador nemotécnico²²

En los campos en los cuales, al Grupo definido (postes, conductores, acometidas y puestas a tierra) no aplica las características establecidas, se usará el carácter “0”, para completar el código.

3.1.4.2.3 Unidades de Construcción: Tercer Campo

Está conformado por un carácter numérico, denominado NÚMERO DE FASES o VÍAS, o FASES e HILOS, cuya definición depende de la Unidad de Propiedad.

En los campos en los cuales el elemento no aplica en las características establecidas, se usará el carácter “0”, para completar el código.

²² “Homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC) del Sistema de Distribución Eléctrica”; Sección 1, Numeral 3.2: Estructura del identificador nemotécnico de las unidades de propiedad y de construcción.

3.1.4.2.4 Unidades de Construcción: Cuarto Campo

Está conformado por un carácter alfabético en mayúsculas, denominado DISPOSICIÓN o TIPO.

3.1.4.2.5 Unidades de Construcción: Quinto Campo

Está conformado de hasta 10 caracteres alfabéticos (mayúsculas), numéricos y/o signos, denominado FUNCIÓN o ESPECIFICACIÓN, e indica las principales características técnicas del elemento y/o su función.

En los campos en los cuales el elemento no aplica en las características establecidas, se usará el carácter "0", para completar el código.

3.1.4.3 Identificador nemotécnico de las estructuras en redes aéreas de distribución

En el cuadro 3.8 se presenta el identificador nemotécnico de las estructuras en redes aéreas de distribución tanto para medio voltaje como para bajo voltaje.

3.1.4.3.1 Estructuras en redes aéreas de distribución

Estructuras en Redes Aéreas de Distribución										
Primer campo	Segundo campo		Tercer campo			Cuarto campo		Quinto campo		
Grupo	Nivel de Voltaje	Equivalencia		Número de Vías / Fases	Equivalencia	Disposición	Equivalencia		Función	Equivalencia
ES	C	120 V – 121 V – 127 V	M E D I O	1	Una fase	C	Centrada	M E D I O	P	Pasante o tangente
	E	0 V		2	Dos fases	S	Semicentrada		A	Angular
	D	240/120 V – 220/127 V		3	Tres fases	V	En Volado		R	Retención o terminal
	U	440/256 V – 480/227 V				L	Line post		D	Doble retención o doble terminal
	S	6,3 kV	B A J O	1	Una vía	H	H en dos postes	B A J O		
				2	Dos vías	T	Tres postes			
	T	13,8 kV GRDy / 7,96 kV – 13,2 kV GRDy / 7,62 kV		3	Tres vías	N	Neutro alineado en cruceta centrada		P	Pasante, tangente o angular
	V	22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV		4	Cuatro vías	B	Bandera		R	Retención o terminal
						P	Preensamblado			
	R	34,5 kV GRDy / 19,92 kV		5	Cinco vías	E	Vertical		D	Doble retención o doble terminal
	0	No aplica				O	Vertical en volado			

Cuadro 3.8 Identificador nemotécnico de las estructuras en redes aéreas de distribución

La revisión en cuanto a la designación de las unidades de propiedad y construcción ya sea en base a las normas de la E.E.Q. así como de acuerdo a la homologación propuesta por el MEER, permitirá comprender de mejor manera el diseño de la extensión de la red de distribución que se realizará en el capítulo IV.

Cabe mencionar que la homologación de las unidades de propiedad y construcción empleadas en el presente proyecto, se la realizará utilizando el documento de Excel "HOMOLOGACIÓN - EEQ", el mismo que es utilizado por la Empresa Eléctrica Quito.

Ahora, es importante tener en cuenta que el acceso a la electricidad a través del tendido de redes de distribución se hace cada vez más costoso y difícil para las comunidades rurales como es el caso de la comunidad San Juan de Quitasol, esto debido al costo que implica extender el tendido para atender a comunidades con pocos habitantes.

Es por esta razón que a continuación, se procede a examinar dos alternativas más de electrificación para la comunidad, las mismas que están basadas en energías renovables como son la energía solar fotovoltaica y la energía hidroeléctrica.

Es importante destacar que las energías renovables han resultado ser apropiadas para las condiciones y necesidades de las comunidades rurales, pues son un recurso local, y no requieren de una inversión para combustible.

A continuación, el análisis empezará por la alternativa de electrificación en base al uso de sistemas solares fotovoltaicos.

3.2 ELECTRIFICACIÓN EN BASE AL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

3.2.1 INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica constituye una de las tecnologías renovables de generación eléctrica con mayor crecimiento en la actualidad y mayores perspectivas de desarrollo durante los próximos años.

La ventaja de un sistema de captación de energía solar fotovoltaica es que no requiere de cambios estructurales en los lugares donde se desea integrar. Por ello, la energía solar fotovoltaica constituye una tecnología de rápida instalación, adaptable a cualquier tipo de vivienda y por lo tanto ideal para las comunidades rurales, como lo es el caso de la comunidad San Juan de Quitasol.

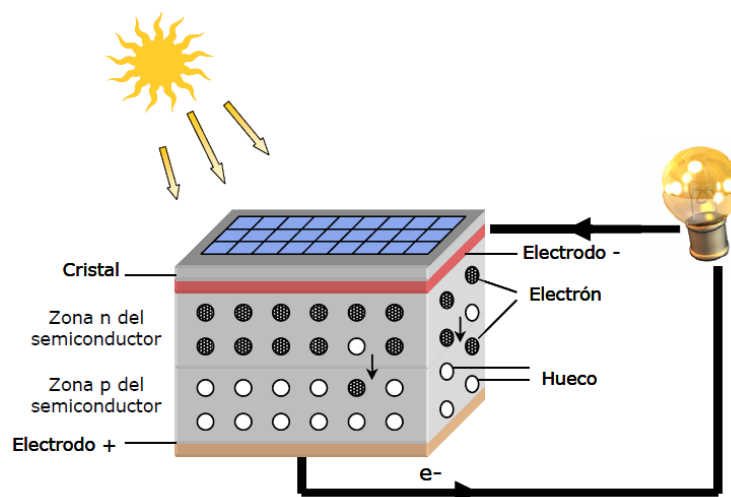
3.2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol, como resultado de reacciones nucleares de fusión que llegan a la Tierra a través del espacio en paquetes de energía llamados fotones (luz), que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestres.²³

La energía solar fotovoltaica consiste en la generación de electricidad a partir de la radiación solar (efecto fotovoltaico) que incide en un sistema de captación denominado panel solar fotovoltaico.

Cada panel está constituido por celdas solares fotovoltaicas fabricadas a partir de materiales semiconductores.

²³ Definición tomada de "Energía Solar Fotovoltaica: Manual técnico para instalaciones domiciliarias"; M. Sc. Ing. Carlos Orbeagozo, Ing. Roberto Arivilca.



Gráfica 3.6 La celda fotovoltaica y el efecto fotovoltaico

Al incidir los fotones de la luz solar sobre una de estas celdas se desencadena una reacción física por la cual el fotón libera un electrón el cual es absorbido por la “zona n” del material semiconductor. Este electrón, pasa a la “zona p” del semiconductor dejando detrás de sí una carga positiva llamada “hueco”. Este fenómeno de desplazamiento de electrones, es lo que genera corriente eléctrica.

Por lo tanto, a mayor cantidad de fotones que llegan a la celda, mayor número de parejas electrón-hueco se producirán por el efecto fotovoltaico dando lugar a una corriente eléctrica más intensa.²⁴

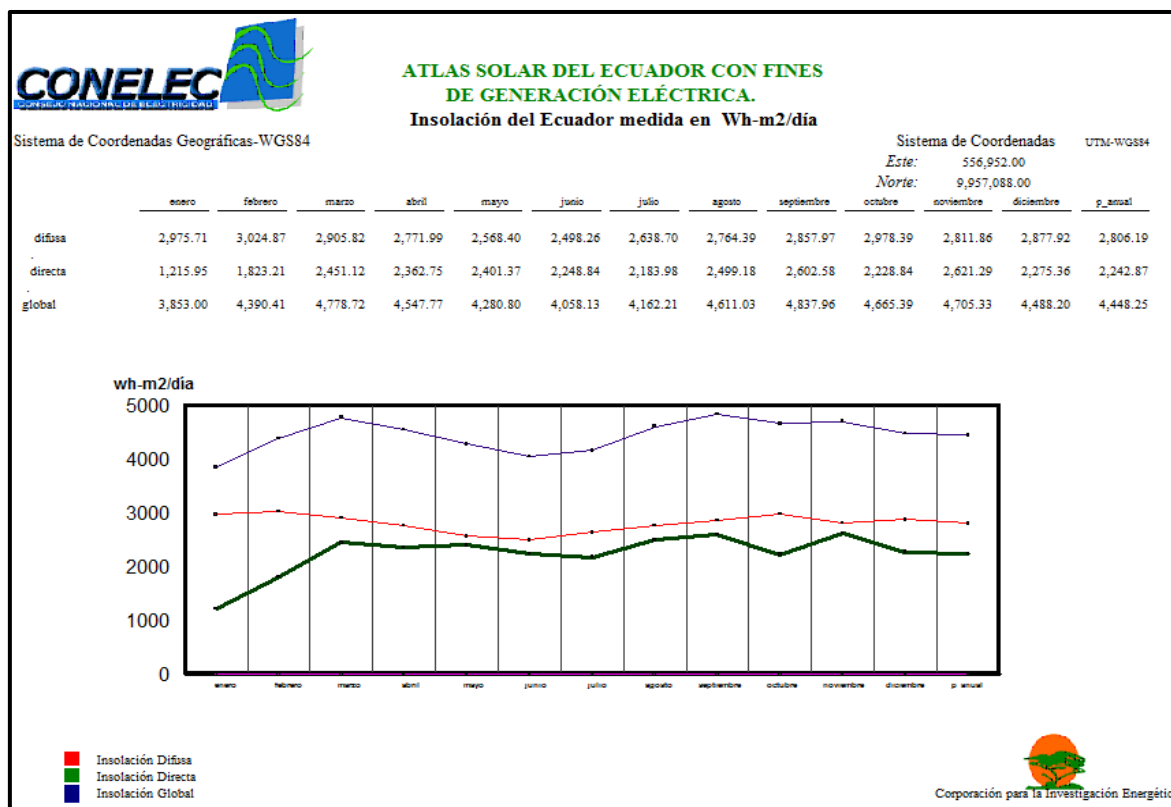
Ahora, es importante determinar el potencial del recurso solar en la zona del proyecto, para así evaluar si es técnicamente factible la implementación de sistemas fotovoltaicos que permitan la electrificación de las viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol.

Para este propósito, en la siguiente sección se muestran las mediciones de insolación para esta zona, las mismas que se obtuvieron del Atlas Solar del Ecuador, publicado por el CONELEC.

²⁴ Tomado de “Manual de Energía Solar Fotovoltaica”; Energypyme renovables.

3.2.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA ZONA DEL PROYECTO

Los valores para la insolación difusa, directa y global correspondientes a la zona del proyecto se muestran a continuación:



Gráfica 3.7 Insolación de la zona del proyecto. Fuente: CONELEC

Insolación medida en Wh-m ² /día							
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Difusa	2,975.71	3,024.87	2,905.82	2,771.99	2,568.40	2,498.26	2,638.70
Directa	1,215.95	1,823.21	2,451.12	2,362.75	2,401.37	2,248.84	2,183.98
Global	3,853.00	4,390.41	4,778.72	4,547.77	4,280.80	4,058.13	4,162.21

Cuadro 3.9 Insolación de la zona del proyecto (Enero – Julio)

Insolación medida en Wh-m ² /día						
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P_anual
Difusa	2,764.39	2,857.97	2,978.39	2,811.86	2,877.92	2,806.19
Directa	2,499.18	2,602.58	2,228.84	2,621.29	2,275.36	2,242.87
Global	4,611.03	4,837.96	4,665.39	4,705.33	4,488.20	4,448.25

Cuadro 3.10 Insolación de la zona del proyecto (Agosto – Diciembre)

Como se verá en el capítulo IV, se debe establecer un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación.

Puesto que la comunidad San Juan de Quitasol presenta un escenario de consumo constante a lo largo del año, el criterio adecuado para la elección del período de diseño es el de “mes peor” que corresponde al mes de menor radiación.

Al analizar los valores de insolación sobre la zona del proyecto, se puede apreciar que el mes con la menor radiación corresponde al mes de Enero.

Para este mes, el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, $G_{dm}(0)$, tiene un valor de:

$$G_{dm}(0)_{ENERO} = 3,853 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

Como se verá en el diseño del sistema solar fotovoltaico (capítulo IV), este valor es suficiente como para poder cubrir la demanda de energía calculada mediante los cuadros de carga vistos en el capítulo II.

Por lo tanto, se puede concluir que el recurso solar disponible en la zona del proyecto, permite tener la irradiación necesaria como para poder electrificar las viviendas del sector mediante el uso de sistemas solares fotovoltaicos. En consecuencia, y como se verificará al realizar el diseño del sistema fotovoltaico, esta alternativa de electrificación si es factible técnicamente, por lo tanto es una alternativa válida para ser tomada en cuenta para la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol.

Ahora es conveniente examinar el funcionamiento, los componentes así como las ventajas y desventajas que presenta un sistema solar fotovoltaico.

3.2.4 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de equipos que aprovechan la energía solar y la convierten en energía eléctrica.

3.2.4.1 Funcionamiento del sistema solar fotovoltaico

El funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico se logra mediante el siguiente proceso:

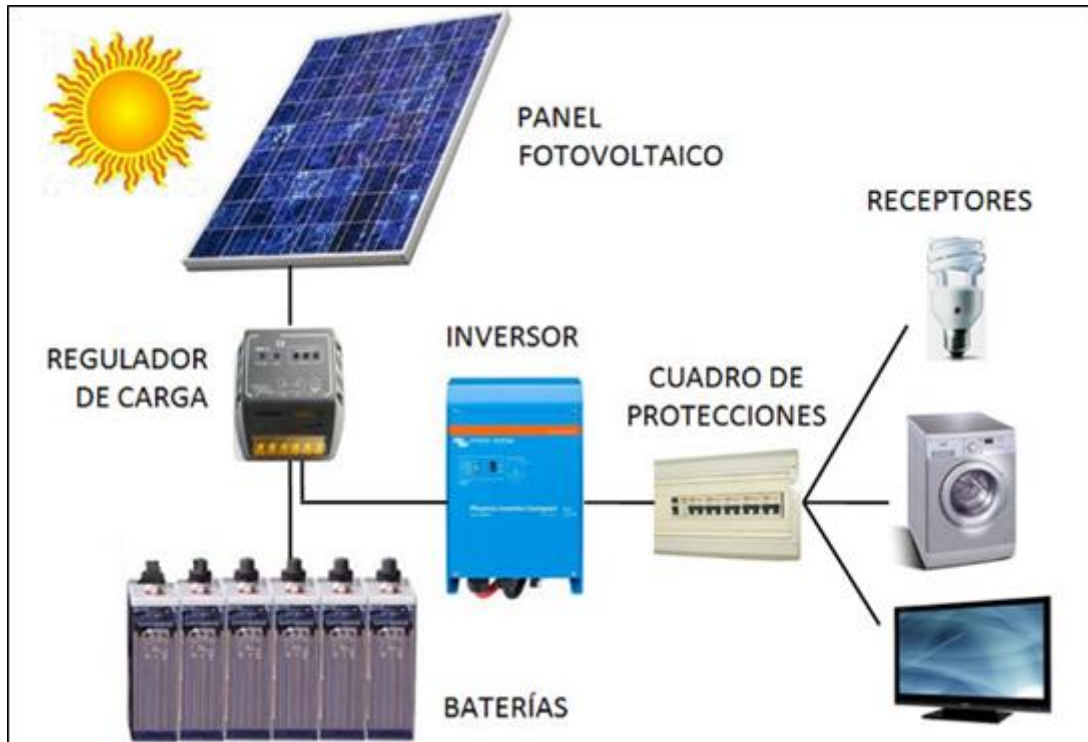
La luz solar incide sobre los paneles fotovoltaicos donde es convertida en energía eléctrica de corriente directa por las celdas fotovoltaicas, después esta energía es recogida y conducida hasta un regulador de carga con la función de enviar a toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga.

La energía almacenada se utiliza para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación o cuando los paneles fotovoltaicos son incapaces de satisfacer la demanda por sí solos. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, estas pueden hacerse a través de los paneles fotovoltaicos o desde las baterías. Cuando las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente de los paneles y de las baterías, limitadas por el controlador, es enviada a un inversor de corriente, en donde es convertida a corriente alterna.

3.2.4.2 Componentes del sistema solar fotovoltaico

Los componentes principales del sistema solar fotovoltaico son los siguientes:

- Módulo o panel fotovoltaico
- Baterías
- Regulador o controlador de carga
- Inversor
- Cargas de aplicación (receptores)



Gráfica 3.8 Componentes de un sistema solar fotovoltaico

Fuente: Aeroman Energía

En instalaciones fotovoltaicas pequeñas es frecuente, además de los equipos antes mencionados, el uso de fusibles para la protección del sistema.

3.2.4.2.1 Módulo o panel fotovoltaico

La transformación directa de la energía solar en energía eléctrica se realiza en un equipo llamado módulo o panel fotovoltaico. El panel fotovoltaico es una placa rectangular formada por un conjunto de celdas fotovoltaicas protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizado.

Una celda fotovoltaica es el componente que capta la energía contenida en la radiación solar y la transforma en una corriente eléctrica, basado en el efecto fotovoltaico que produce una corriente eléctrica cuando la luz incide sobre algunos materiales. Las celdas fotovoltaicas son hechas principalmente de un grupo de minerales semiconductores, de los cuales el silicio, es el más usado.



Gráfica 3.9 Módulo o panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos se asocian entre sí en serie y en paralelo, formando un generador fotovoltaico, hasta obtener la potencia deseada para el tipo de aplicación al que se vayan a destinar.

3.2.4.2.2 Baterías

Son los dispositivos encargados de almacenar la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos. La asociación eléctrica de baterías forma un acumulador.

Las baterías fotovoltaicas son un componente muy importante de todo el sistema pues realizan tres funciones esenciales para el buen funcionamiento de la instalación:

- *Almacenan energía eléctrica en periodos de abundante radiación solar y/o bajo consumo de energía eléctrica.* Durante el día los módulos solares producen más energía de la que realmente se consume en ese momento. Esta energía que no se utiliza es almacenada en la batería.
- *Proveen la energía eléctrica necesaria en periodos de baja o nula radiación solar.* Normalmente en aplicaciones de electrificación rural, la energía eléctrica se utiliza intensamente durante la noche para hacer tanto funcionar lámparas o bombillas así como un televisor o radio, precisamente cuando la radiación solar es nula. Estos aparatos pueden funcionar correctamente gracias a la energía eléctrica que la batería ha almacenado durante el día.

- *Proveen un suministro de energía eléctrica estable y adecuado para la utilización de aparatos eléctricos.* La batería provee energía eléctrica a un voltaje relativamente constante y permite, además, operar aparatos eléctricos que requieran de una corriente mayor que la que pueden producir los paneles (aún en los momentos de mayor radiación solar). Por ejemplo, durante el encendido de un televisor o durante el arranque de una bomba o motor eléctrico.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica suelen contar con baterías recargables de plomo-ácido (en el 90% de los casos) o níquel-cadmio. Debido a las características intrínsecas de este tipo de generación, la batería deberá presentar resistencia ante muchos ciclos de carga y descarga.²⁵



Gráfica 3.10 Batería empleada en aplicaciones fotovoltaicas

En su apariencia externa este tipo de baterías no difiere mucho de las utilizadas en automóviles. Sin embargo, internamente las baterías para aplicaciones fotovoltaicas están construidas especialmente para trabajar con ciclos de carga/descarga lentos.

Las baterías para sistemas fotovoltaicos generalmente son de ciclo profundo, lo cual significa que pueden descargar una cantidad significativa de la energía cargada antes de que requieran recargarse. En comparación, las baterías de automóviles están construidas especialmente para soportar descargas breves pero superficiales durante el momento de arranque; en cambio, las baterías fotovoltaicas están construidas especialmente para proveer durante muchas horas corrientes eléctricas moderadas.

²⁵ Tomado de "Manual de Energía Solar Fotovoltaica"; Energypyme renovables.

3.2.4.2.3 Regulador o controlador de carga

Es un dispositivo electrónico que tiene la finalidad de producir el acople correcto entre los módulos, las baterías y las cargas de consumo (lámparas, TV, radio, etc.). Este dispositivo controla tanto el flujo de la corriente de carga proveniente de los módulos hacia las baterías, como el flujo de la corriente de descarga que va desde las baterías hacia las cargas.

Generalmente el control del estado de carga de las baterías se realiza por la medición del voltaje en bornes. Así, si se ha completado la carga de las baterías, el regulador interrumpe el paso de corriente de los módulos hacia éstas, evitando de esta forma la pérdida del electrolito y un posible calentamiento de las baterías. Cuando el voltaje de las baterías desciende, el regulador vuelve a permitir el paso de corriente, recargando las baterías.



Gráfica 3.11 Reguladores o controladores de carga

En lo que respecta a la descarga de las baterías, si esta es excesiva puede producir daños irreparables en su capacidad útil. Por esta razón, una vez que se ha alcanzado el nivel máximo de descarga, el regulador interrumpe el paso de corriente desde las baterías hacia las cargas hasta que las baterías recarguen la suficiente energía, luego el regulador conecta automáticamente las cargas de consumo.

3.2.4.2.4 Inversor

La mayoría de lámparas, radios y televisores que se encuentran en el mercado, necesitan 110 V (60 Hz) de corriente alterna (CA) para funcionar. Por lo tanto, es necesario un componente adicional que transforme la corriente continua proveniente de las baterías, en corriente alterna al nivel de voltaje requerido por las cargas de consumo.

Este componente es el inversor, que es un dispositivo electrónico que transforma la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos y almacenada en el banco de baterías (generalmente a 12 V ó 24 V), en corriente alterna (normalmente a 110V/60 Hz).

Existe una amplia variedad de inversores para aplicaciones domésticas y usos productivos en sitios aislados, tanto en calidad como en capacidad.



Gráfica 3.12 Inversor de onda sinusoidal pura

Los inversores de onda sinusoidal pura, hoy en día son los más utilizados para aplicaciones fotovoltaicas, esto debido a que como resultado de la conversión se obtiene una onda senoidal pura y, consecuentemente, compatible con equipos o cargas que requieren de buena calidad de onda.

3.2.4.2.5 Cargas de consumo (Receptores)

Como se estableció en el capítulo II, para el presente proyecto, las cargas (artefactos eléctricos) se agrupan en tres modelos de consumo: residencial, iglesia y casa comunal. Entre las cargas tomadas en cuenta en estos modelos se encuentran: focos, televisor, radio, DVD, entre otros.

Un aspecto importante a considerar es que un sistema solar fotovoltaico en general dispone de potencia útil limitada, especialmente si se trata de un sistema fotovoltaico aislado, por esta razón es recomendable el uso de artefactos eléctricos de consumo eficiente tales como: focos ahorradores, televisores tipo LED, radios y equipos estéreo de bajo consumo, etc. Por lo tanto, este tipo de cargas eficientes serán las cargas de consumo (receptores) del sistema solar fotovoltaico.



Gráfica 3.13 Cargas eficientes

3.2.4.3 Mantenimiento del sistema solar fotovoltaico

El mantenimiento de los sistemas de energía solar fotovoltaica es mínimo, limitándose casi exclusivamente a la limpieza de la superficie de los módulos y a supervisar su correcta orientación.

Con respecto a las baterías de almacenamiento, se deberá revisar el estado de los electrolitos de manera periódica.

3.2.4.4 Ventajas y desventajas del uso de un sistema solar fotovoltaico

A continuación se mencionarán las ventajas y desventajas del uso de sistemas solares fotovoltaicos como alternativa de electrificación:

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	
VENTAJAS	La operación de los sistemas fotovoltaicos es amigable con el medio ambiente.
	El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es sencillo y tiene costos muy bajos.
	Los sistemas fotovoltaicos han experimentado una reducción de precios que los hace más accesibles para las poblaciones rurales y se espera que sigan bajando.
	La tecnología de equipos y sistemas fotovoltaicos ha alcanzado un grado de madurez que posibilita su utilización para resolver confiablemente los problemas energéticos.
	En nuestro país existen varios distribuidores de equipos fotovoltaicos que ofrecen sus productos y la instalación de los mismos.
	La instalación de los sistemas fotovoltaicos individuales es simple, rápida y sólo requiere de herramientas y equipos de medición básicos.
DESVENTAJAS	La inversión inicial es alta con respecto de la capacidad de pago de una gran mayoría de las familias rurales.
	La cantidad de energía producida es limitada y alcanza solamente para las necesidades básicas de electricidad.
	La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas.

Cuadro 3.11 Ventajas y desventajas del uso de sistemas solares fotovoltaicos²⁶

Una vez examinados los principales componentes del sistema solar fotovoltaico, ahora es importante conocer la normativa que se empleará para realizar el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos que permitirán la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol.

²⁶ Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica; BUN-CA, Fundación Red de Energía.

3.2.5 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED

3.2.5.1 Introducción

Dado que el Ecuador no posee una normativa relacionada con las instalaciones de energía solar fotovoltaica, para el dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos, se empleará la normativa española referente a las Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, específicamente el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A-REV - febrero 2009)²⁷, elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE en colaboración con CENSOLAR.

Cabe destacar que se empleará el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, puesto que como se verá en el siguiente capítulo, los sistemas solares fotovoltaicos para el presente proyecto serán sistemas individuales aislados, es decir sin conexión a la red.

Entre los objetivos de este Pliego, se encuentran el de fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, además de servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado público.
- Bombeo y tratamiento de agua, etc.

²⁷ Este Pliego es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, editado en octubre de 2002, y que fue realizado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y del Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

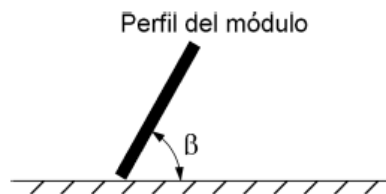
Por lo tanto, este Pliego si es aplicable para el dimensionamiento de los sistemas solares fotovoltaicos para las viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol.

En la siguiente sección se presentan algunas definiciones que forman parte del Pliego, y que corresponden a los parámetros empleados en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

3.2.5.2 Definiciones

3.2.5.2.1 Ángulo de inclinación β

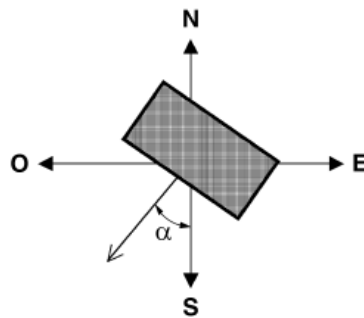
Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (gráfica 3.14). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.



Gráfica 3.14 Ángulo de inclinación β

3.2.5.2.2 Ángulo de azimut α

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (gráfica 3.15).



Gráfica 3.15 Ángulo de azimut α

Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

3.2.5.2.3 $G_{dm}(0)$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m²·día).

3.2.5.2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$), en kWh/(m²·día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

3.2.5.2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

3.2.5.2.6 *Factor de irradiación (FI)*

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ, \beta_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$.

3.2.5.2.7 *Factor de sombreado (FS)*

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1-FS)$.

3.2.5.2.8 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño. Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros.

Hasta aquí se examinado la segunda alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, la misma que se basa en el uso de sistemas solares fotovoltaicos.

Cabe destacar que los sistemas fotovoltaicos han demostrado su capacidad para proveer energía eléctrica a sitios aislados de la red convencional como lo es el caso en estudio. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica no es siempre la solución más adecuada a todos los problemas de electrificación rural. Dependiendo del caso en particular, el uso de pequeñas centrales hidroeléctricas puede ser una alternativa válida.

Por lo tanto, a continuación se presenta la tercera alternativa para la electrificación de San Juan de Quitasol, basada en el uso de sistemas micro hidroeléctricos.

3.3 ELECTRIFICACIÓN EN BASE AL USO DE SISTEMAS MICRO HIDROELÉCTRICOS

3.3.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas micro hidroeléctricos son una buena alternativa para proveer de electricidad a las zonas apartadas, como por ejemplo las comunidades rurales, en donde no llega la red de distribución eléctrica.

Con frecuencia los sistemas micro hidroeléctricos constituyen una alternativa económica en comparación con los sistemas de extensión de la red, ya que con el uso de sistemas micro hidroeléctricos independientes se ahorra el costo de las líneas de transmisión y, por otro lado, los sistemas de extensión de la red están dotados de equipo muy costosos, además de los costos de personal.

Otro aspecto a favor de los sistemas micro hidroeléctricos, es que éstos pueden ser diseñados y construidos por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes fabricados en serie y maquinaria fabricada localmente.

Con respecto a la capacidad de los sistemas micro hidroeléctricos, su rango de potencia varía desde 200 Watts hasta 300 kW. Las potencias pequeñas pueden ser suficientes para la provisión de iluminación para una casa o un grupo de casas mediante el uso de un sistema de carga de baterías. En cambio, las potencias mayores pueden suministrar la energía eléctrica necesaria para pequeños talleres o permitir el abastecimiento de una “mini-red” local independiente que no sea parte de la red nacional.²⁸

²⁸ “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: Una Guía para el Desarrollo de Proyectos”; Intermediate Technology Development Group, ITDG – Perú, 1995

3.3.2 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Es la energía obtenida a partir de flujos superficiales de agua. Básicamente es la energía generada por la fuerza del movimiento del agua, que una máquina primaria (turbina) la transforma inicialmente en energía mecánica y luego una máquina secundaria (generador eléctrico) la transforma en energía eléctrica.



Gráfica 3.16 Esquema de una central hidroeléctrica.

Fuente: Planeta Neutro.

La energía micro hidroeléctrica es una de las fuentes de energía renovable más fiable y consistente. Una buena fuente de agua que cuente con caudal constante y un desnivel puede proporcionar años de energía continua.

El agua es un recurso renovable cuyo aprovechamiento es considerado como un proceso limpio, eficiente, confiable y durable, que incurre en bajos costos de mantención y operación. Además, presenta una larga vida útil y tiene un bajo impacto ambiental.

Ahora, es importante determinar el potencial del recurso hidroenergético existente en la zona del proyecto, para así evaluar si es técnicamente factible la implementación de una micro central hidroeléctrica.

3.3.3 EVALUACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO EN LA ZONA DEL PROYECTO

3.3.3.1 Introducción

La cantidad de agua que escurre en un río varía a lo largo del año. Esta variación del caudal obedece a múltiples factores entre los que destacan: el área de la cuenca, las condiciones climáticas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales del caudal son referencia importante que deben tomarse en cuenta, pero por sí solas no son suficientes para informarnos si el año será muy seco o muy lluvioso, o a qué niveles de caudal puede bajar el río en época de estiaje y hasta que niveles podría subir en tiempo de avenidas.

Para tener respuestas a estas preguntas, una buena alternativa es realizar un análisis estadístico de la información hidrológica del río en estudio. Este método permitiría tener respuestas en forma probabilística de ocurrencia.

3.3.3.2 Río en estudio: Cóndor Machay

Para el presente proyecto, el río en estudio es el Cóndor Machay el cual atraviesa la comunidad San Juan De Quitasol.

Para conocer la información hidrológica de este río se recurre a la información proporcionada por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INHAMI) que es el ente que suministra la información hidrometeorológica en nuestro país, mediante anuarios hidrológicos y meteorológicos que registran información desde el año 1990 hasta el año 2010.

Sin embargo, en la información suministrada por el INAMHI no se encuentra información hidrológica del Río Cóndor Machay.

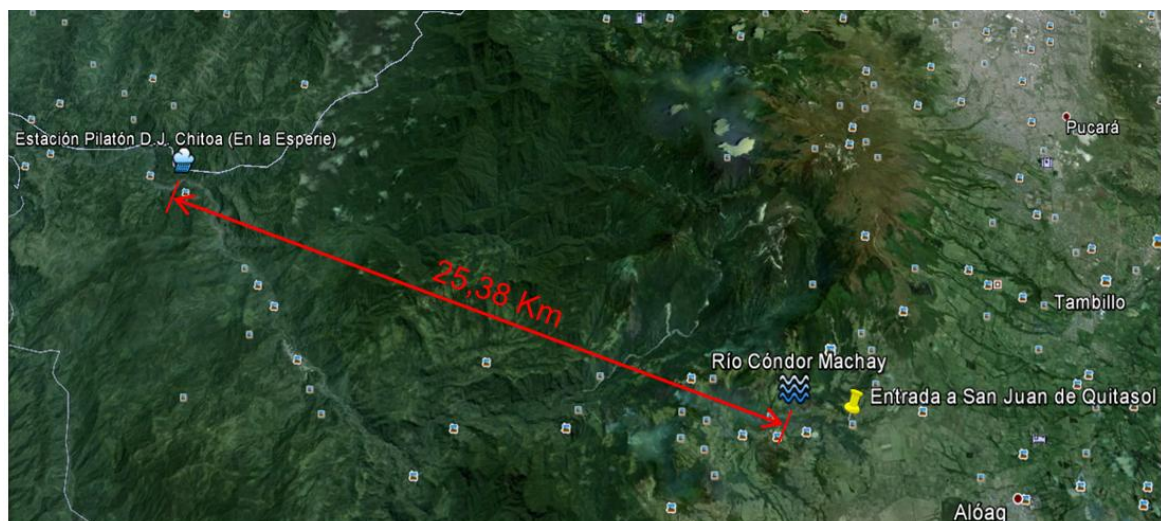


Gráfica 3.17 Río Cóndor Machay.

Debido a esto, para tener una idea aproximada del comportamiento hidrológico del Río Cóndor Machay, se va a hacer una analogía con el comportamiento del río principal al que alimenta, este río es el Pilatón y del cual si existen datos hidrológicos, los mismos que han sido registrados por la Estación Pilatón D.J. Chittoa (en la Esperie).

3.3.3.3 Analogía con el Río Pilatón

La ubicación así como los principales datos informativos de la Estación Pilatón D.J. Chittoa (en la Esperie) se muestran a continuación:



Gráfica 3.18 Ubicación de la Estación Pilatón D.J. Chittoa (en la Esperie).

Fuente: Google Earth.

ESTACIÓN HIDROLÓGICA PILATÓN D.J. CHITOA (EN LA ESPERIE)	
Provincia	Santo Domingo de los Tsáchilas
Elevación	900 msnm
Fecha de Instalación	01-Mar-1964
Latitud	0°20'41" S
Longitud	78°51'8" W
Nombre	Pilatón D.J. Chittoa (en la Esperie)
Código	H188
Cuenca	Esmeraldas
Tipo	LM (Limnimétrica)
Estado	Funcionando
Distancia al río del proyecto (Río Cóndor Machay)	25,38 Km

Cuadro 3.12 Datos informativos de la Estación Pilatón D.J. Chittoa (en la Esperie).

Los datos que proporciona esta estación y con los que se realizará el análisis, son los caudales medios mensuales multianuales (en m^3/s) para el período de tiempo 2001 - 2010. El detalle de estos valores se muestra en el cuadro 3.13.

En la gráfica 3.19 se muestra la curva de caudales medios anuales obtenida a partir de estos valores.

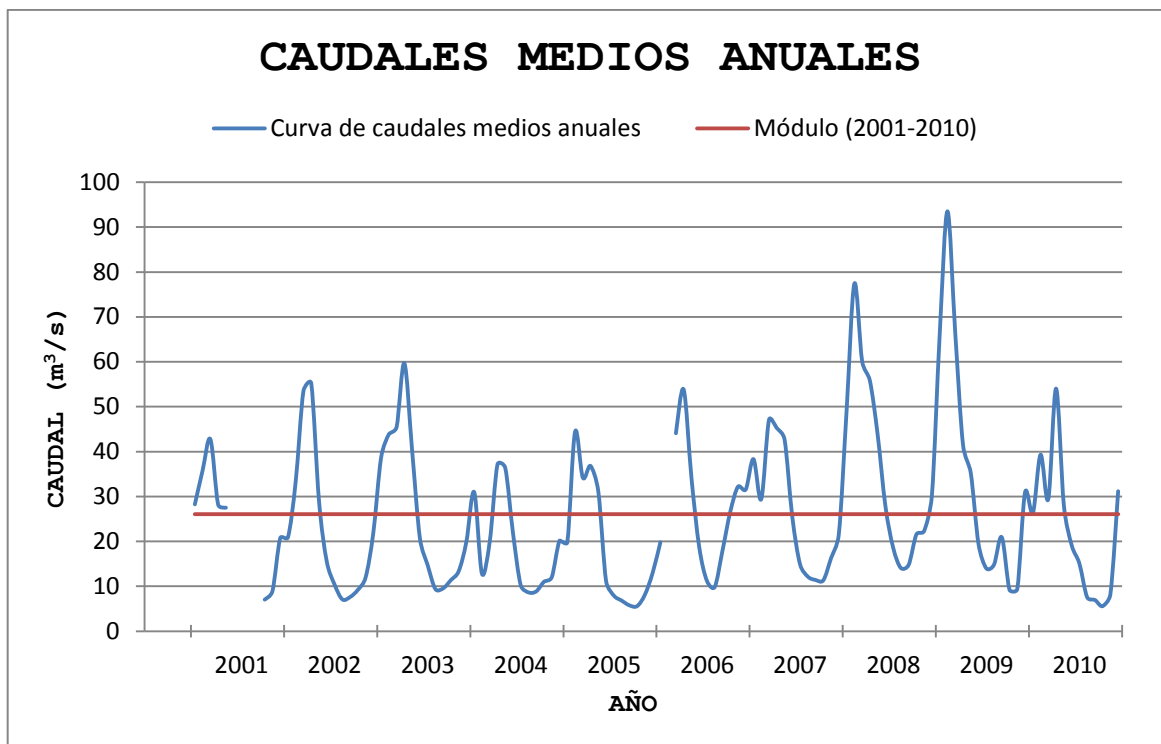
De esta gráfica podemos observar que en los 10 años en los que se realiza el análisis, el comportamiento del nivel del caudal es similar para todos los años, esto es en los primeros meses de cada año el caudal supera al módulo²⁹, luego el mismo decrece hasta caer por debajo del módulo a mediados del año para finalmente presentar un incremento en el cuarto trimestre hasta llegar al final del año a un caudal que está alrededor del módulo.

²⁹ El módulo es la cantidad de agua que pasa por un punto de un río por segundo como media de varios años, se mide en metros cúbicos por segundo (m^3/s).

ESTACIÓN HIDROLÓGICA PILATON D.J. CHITOA (EN LA ESPERIE)													
CAUDAL MEDIO MENSUAL (m ³ /s)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
2001	28,253	35,813	42,753	28,192	27,503					7,033	8,925	20,743	24,902
2002	20,918	33,375	53,533	55,206	29,030	15,525	10,415	7,096	7,597	9,186	11,927	21,902	22,976
2003	38,603	43,850	45,453	59,677	40,313	20,790	14,741	9,388	9,543	11,382	13,344	19,959	27,254
2004	30,976	12,811	19,869	37,129	36,412	21,886	10,218	8,641	8,872	11,014	12,022	20,155	19,167
2005	19,781	44,389	34,216	36,810	31,112	11,183	7,936	6,821	5,760	5,584	8,114	12,968	18,723
2006	19,797		44,088	53,820	34,197	18,825	11,199	9,836	17,917	26,538	32,187	31,558	27,269
2007	38,327	29,399	47,098	45,241	42,729	25,481	14,891	12,163	11,409	11,335	16,293	21,621	26,332
2008	49,154	77,401	60,161	55,817	43,830	27,917	18,617	14,057	14,775	21,566	22,335	30,341	36,331
2009	66,083	93,523	66,505	41,591	35,273	19,441	14,011	14,810	20,929	9,191	9,397	30,912	35,139
2010	26,233	39,316	29,461	54,034	28,091	19,204	15,078	7,574	6,964	5,573	8,230	31,177	22,578
PROMEDIO	33,813	45,542	44,314	46,752	34,849	20,028	13,012	10,043	11,530	11,840	14,277	24,134	26,067

Cuadro 3.13 Registros de los caudales medios mensuales multianuales de la Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitua (en la Esperie).

Fuente: INAMHI.



Gráfica 3.19 Curva de caudales medios anuales - Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitoa (en la Esperie)

En esta gráfica también se puede observar que en todos los años se registran meses en los que el caudal supera el módulo. Destacan los años 2008 y 2009 en los que en los primeros meses del año el caudal es significativamente mayor que el módulo. Y son precisamente estos dos años los que registran el mayor caudal medio en el período de tiempo analizado (2001–2010).

Los años con el peor caudal medio son el año 2004 y 2005. Los restantes seis años tienen caudales medios similares y cercanos al módulo.

Un aspecto importante a tener en cuenta, es que mientras los caudales máximos en la mayoría de los casos presentan diferencias significativas de un año al otro, los caudales mínimos en cambio, son casi iguales año tras año. Y si se sigue la tendencia hasta ahora mostrada, en los años venideros el caudal mínimo continuará siendo similar año tras año.

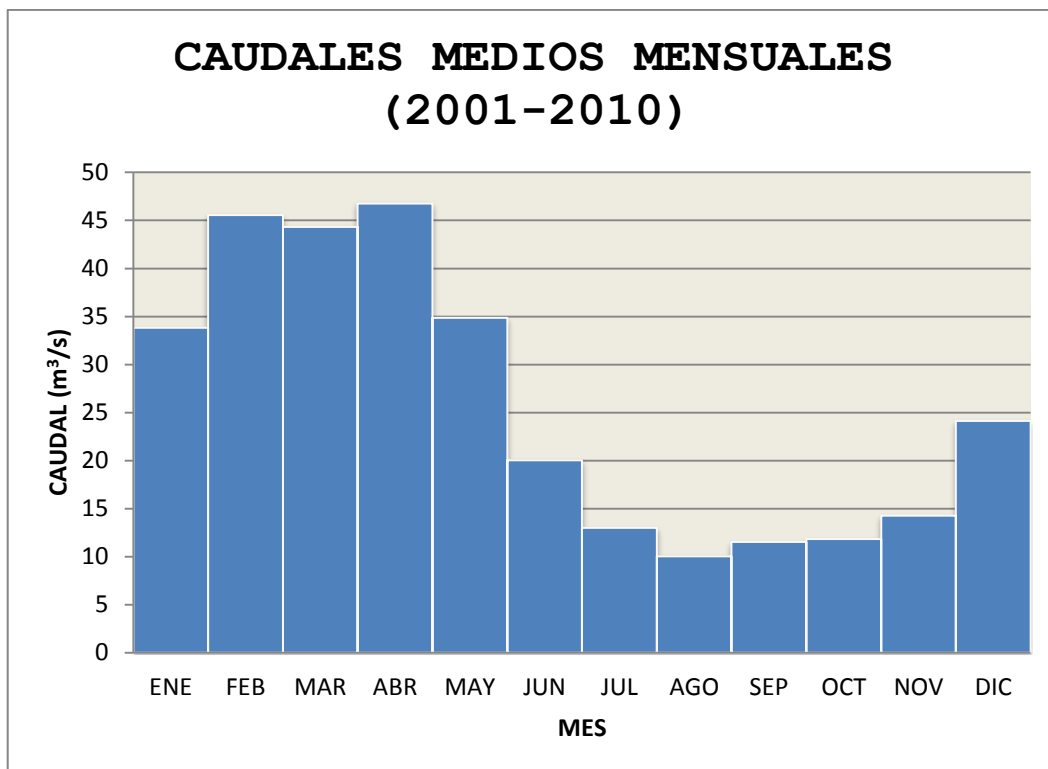
Este aspecto es importante puesto que si tomamos el caudal mínimo de un año para el diseño de la microcentral, la potencia generada con este caudal se mantendrá prácticamente constante a lo largo de los años.

Es necesario por lo tanto, establecer en que mes del año se registra el menor caudal. Para este propósito, en el cuadro 3.14 se presentan los caudales medios mensuales, obtenidos a partir de los datos del cuadro 3.13. Además, en la gráfica 3.20 se muestra el histograma de los caudales medios mensuales resultantes del promedio de los años 2001-2010.

ESTACIÓN HIDROLÓGICA PILATÓN D.J. CHITOA (EN LA ESPERIE)	
Mes	Caudal medio mensual (m ³ /s)
Enero	33,813
Febrero	45,542
Marzo	44,314
Abril	46,752
Mayo	34,849
Junio	20,028
Julio	13,012
Agosto	10,043
Septiembre	11,530
Octubre	11,840
Noviembre	14,277
Diciembre	24,134

Cuadro 3.14 Caudal medio mensual promedio durante el período (2001-2010).

Fuente: INAMHI.



Gráfica 3.20 Histograma de caudales medios mensuales - Estación Hidrológica Pilatón D.J. Chitoa (en la Esperie).

Como se puede observar en la anterior figura, el mes que registra el menor caudal en promedio en el año es el mes de Agosto. Cabe destacar que como se mencionaba anteriormente, los primeros meses del año son los que registran los mayores caudales, siendo el mes de Abril el mes con el mayor caudal en el año.

El análisis anteriormente realizado para el Río Pilatón, nos servirá para tener una aproximación del comportamiento del Río Cóndor Machay, esto partiendo del hecho de que el Río Cóndor Machay está relacionado con el Río Pilatón, por ser este último el río principal al que el Río Cóndor Machay alimenta.

En base a lo anteriormente mencionado, se ha hecho una analogía del comportamiento hidrológico del Río Pilatón para obtener el comportamiento hidrológico del Río Cóndor Machay. Esta analogía se la hará para obtener el histograma de caudales medios mensuales para el Río Cóndor Machay.

3.3.3.4 Comportamiento hidrológico aproximado del Río Cóndor Machay

Para realizar la analogía, es necesario determinar factores para los 12 meses del año que nos permitan relacionar el régimen fluvial³⁰ del Río Pilatón con el régimen fluvial del Cóndor Machay.

Se necesita por lo tanto, al menos una medida del caudal del Río Cóndor Machay en un mes determinado para relacionar este caudal con el caudal medio registrado en este mismo mes para el Río Pilatón. De esta manera, se halla un coeficiente de proporcionalidad que relacione a estos dos caudales, y como se asume que la variación del caudal medio mensual del Río Pilatón coincidirá con la variación del caudal medio mensual del Río Cóndor Machay, entonces el factor de proporcionalidad (K_c) hallado servirá para hallar el caudal del Río Cóndor Machay en los restantes meses del año.

Como se explica más adelante, se realizó una medición del caudal del Río Cóndor Machay en el mes de Agosto de 2013, obteniéndose un valor de 0,427 (m³/s). Por lo tanto esta medición servirá para hallar el coeficiente de proporcionalidad (K_c) el mismo que se lo determina de la siguiente manera:

$$K_c = \frac{\text{Caudal medido en el mes de Agosto}}{\text{Caudal medio del mes de Agosto}} \quad (3.1)$$

El caudal medio del mes de Agosto se lo toma del cuadro 3.14. Al remplazar los valores correspondientes en la ecuación 3.1 se tiene:

$$K_c = \frac{0,427}{10,043} = 0,0425$$

Una vez obtenido el coeficiente de proporcionalidad (K_c), ahora se procede a obtener los caudales aproximados del Río Cóndor Machay para los restantes meses del año. Esto se consigue multiplicando el coeficiente K_c por cada uno de

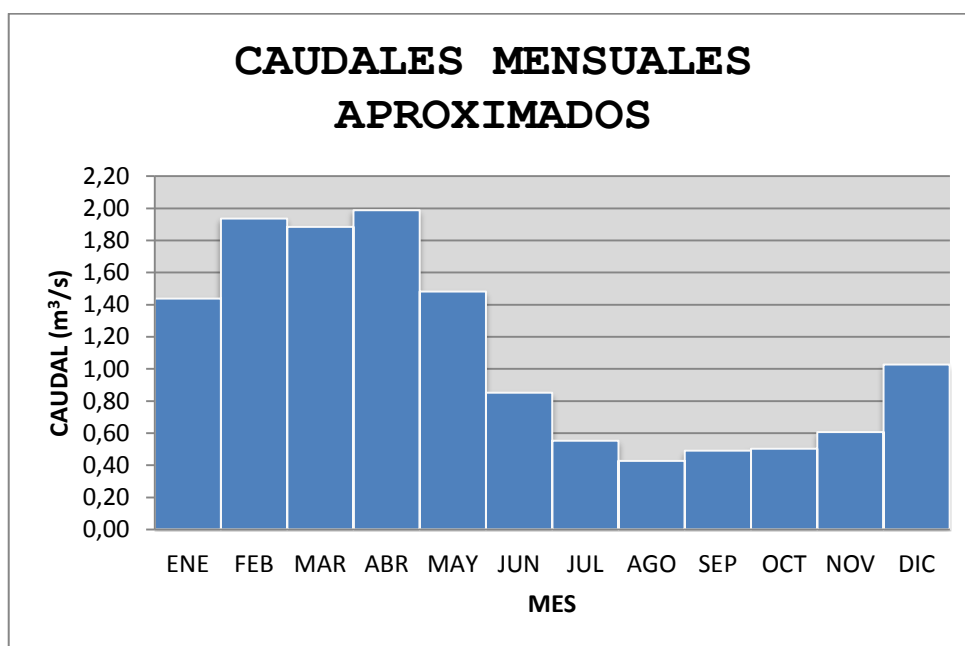
³⁰ El régimen fluvial es el comportamiento del caudal de agua en promedio que lleva un río en cada mes a lo largo del año.

los caudales que se encuentran en el cuadro 3.14. Los resultados obtenidos se muestran en el cuadro 3.15.

RÍO CÓNDOR MACHAY	
Mes	Caudal mensual aproximado (m ³ /s)
Enero	1,438
Febrero	1,936
Marzo	1,884
Abril	1,988
Mayo	1,482
Junio	0,852
Julio	0,553
Agosto	0,427
Septiembre	0,490
Octubre	0,503
Noviembre	0,607
Diciembre	1,026
Media	1,099

Cuadro 3.15 Caudal mensual aproximado para el Río Cóndor Machay.

En base al cuadro 3.15 se elaboró el histograma de caudales mensuales para el Río Cóndor Machay (ver gráfica 3.21).



Gráfica 3.21 Histograma de caudales mensuales aproximados para el Río Cóndor Machay.

Es importante señalar que en el mes de Junio de 2014, tal como se indicará más adelante, se realizó una nueva medición del caudal del Río Cóndor Machay, en la que se obtuvo un valor de 0,678 (m³/s). Este valor medido se lo va a comparar con el caudal correspondiente al mes de Junio obtenido por analogía (cuadro 3.15) cuyo valor es 0,852 (m³/s).

Al comparar estos dos valores se puede observar que son valores cercanos, con un error relativo del 25,66 %. Puesto que los valores del cuadro 3.15 son valores aproximados obtenidos por analogía con los caudales medios del Río Pilatón, entonces se puede decir que la analogía hecha es bastante correcta puesto que el error entre los dos valores no es desproporcionado.

Del cuadro 3.15 se destacan los siguientes datos:

Caudal	Valor (m ³ /s)	Mes correspondiente
Mínimo	0,427	Agosto
Máximo	1,988	Abril
Medio	1,099	Promedio anual

Cuadro 3.16 Caudales mínimo, máximo y medio aproximados para el Río Cóndor Machay.

Cabe recalcar que el valor del caudal mínimo es un valor real puesto que fue medido, en cambio los restantes valores son aproximados ya que se obtuvieron realizando una analogía con los caudales registrados por el Río Pilatón.

Uno de estos valores servirá para el diseño de la microcentral que permitirá la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol. Esto se lo definirá más adelante.

Ahora, un aspecto importante que se debe tener en cuenta es el de saber si existe la posibilidad de que el Río Cóndor Machay se seque en los futuros años, lo que de presentarse sería un impedimento para la electrificación de la comunidad en los años venideros.

El saber si un río se puede secar o no es un aspecto muy difícil de determinarlo con certeza, incluso para los ríos que cuentan con registros históricos tanto hidrológicos como meteorológicos. Es más difícil aún, establecer si el Río Cóndor Machay tiene el riesgo de secarse en los futuros años, puesto que como se indicó anteriormente, no existen registros hidrológicos para este río, además no existe una estación meteorológica en el sitio del proyecto.

Sin embargo, aunque no se tengan datos propios del Río Cóndor Machay, se dispone de otros datos que ayudan a tener un referente para el comportamiento del caudal del río en estudio. Estos datos son los registros históricos de caudal del río principal al que alimenta, es decir el Río Pilatón cuyos datos ya fueron analizados, además se cuenta con los registros de caudal de un río cercano al sitio del proyecto, el Río San Pedro en Machachi, cuyo análisis se realizará más adelante, y finalmente se disponen de los datos que proporciona una estación meteorológica cercana al sitio del proyecto, la estación Izobamba. A continuación se presenta el análisis de estos datos.

Aunque previamente ya se analizaron los datos históricos del Río Pilatón, es importante resaltar que en el período de tiempo analizado (2001-2010), no se registran períodos de estiaje largos, y peor aún años en el que el caudal sea cero o se aproxime a cero. En general el estiaje se produce en los meses de Julio y Agosto, sobretudo en el mes de Agosto, y es precisamente en este mes en el que se registran caudales que representan alrededor del 35% del caudal medio anual, es decir en época de estiaje se registran caudales iguales a $1/3$ el caudal medio anual, lo que es positivo para afirmar en el período (2001-2010) no ha existido peligro de que el Río Pilatón se seque. Además es importante anotar que los caudales mínimos no varían significativamente de un año al otro.

Si se hace una analogía con el río del proyecto, se puede asumir que en el Río Cóndor Machay tampoco se han presentado períodos de estiaje largos, y se sigue la tendencia, es poco probable que se presenten en el futuro. Además, asumiendo que para el Río Cóndor Machay los caudales mínimos tampoco varían significativamente de un año al otro, entonces podemos establecer que el río no

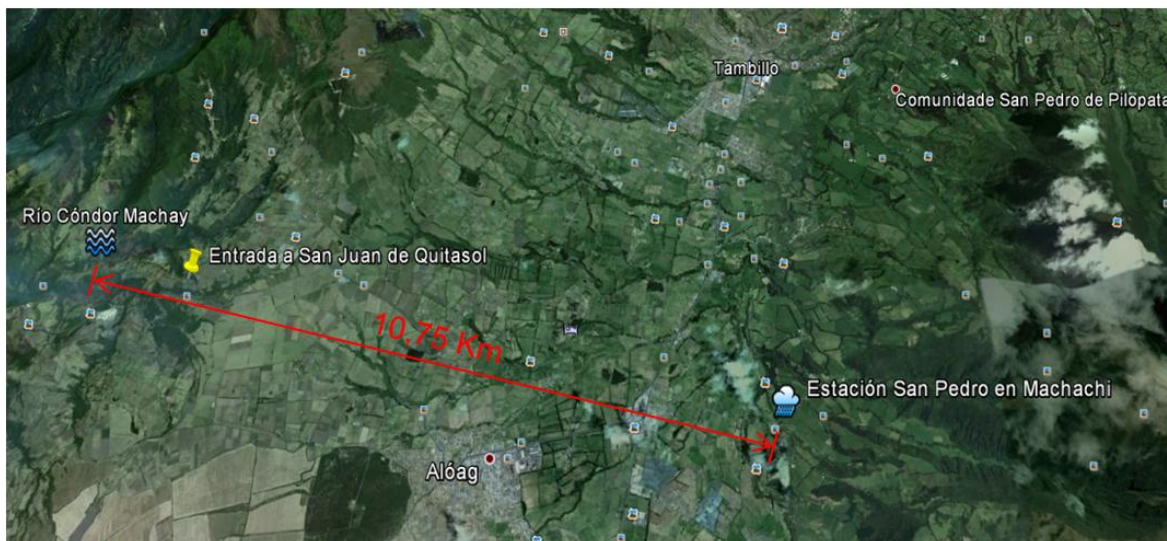
corre el riesgo de secarse ya que como se mencionó más arriba, se realizó una medición del caudal del Río Cóndor Machay en el mes de Agosto, es decir en época de estiaje, y se obtuvo un valor de $0,427(m^3/s)$, valor bastante aceptable y que de mantenerse la tendencia, será un valor del caudal para la época de estiaje que se mantendrá más o menos constante en los futuros años. Cabe destacar que con este caudal medido se obtiene una potencia de generación bastante buena tal como se podrá apreciar más adelante.

Los datos con los que se ha realizado el análisis del comportamiento del caudal del Río Pilatón son los registrados por la estación hidrológica Pilatón D.J. Chitua (en la Esperie) en el período 2001-2010. Sin embargo, sería interesante analizar el comportamiento que ha tenido el caudal en años anteriores al 2001, para verificar de esta forma si en años anteriores tampoco se han presentado períodos de estiaje prolongados así como no se han presentado en el período analizado (2001-2010). De esta manera al hacer una analogía con el Río Cóndor Machay, también se podría tener una idea general del comportamiento probable del caudal de este río en años anteriores al 2001.

El inconveniente que surge es que la información suministrada por el INAMHI referente a los datos registrados por la estación hidrológica Pilatón D.J. Chitua (en la Esperie), sólo abarca el período de tiempo 2001-2010. Es por esta razón, que para tener una idea del probable comportamiento del caudal del Río Cóndor Machay en años anteriores al 2001, se lo va a relacionar con el comportamiento del caudal de un río cercano y cuyos datos hidrológicos si los suministra el INAMHI para años anteriores al 2001. Este río es el San Pedro y la estación encargada de la medición de su caudal es la estación hidrológica San Pedro en Machachi.

3.3.3.5 Analogía con el Río San Pedro en Machachi

La ubicación así como los principales datos informativos de la Estación San Pedro en Machachi se muestran a continuación:



Gráfica 3.22 Ubicación de la estación hidrológica San Pedro en Machachi.

Fuente: Google Earth.

ESTACIÓN HIDROLÓGICA SAN PEDRO EN MACHACHI	
Provincia	Pichincha
Cantón	Mejía
Parroquia	Machachi
Elevación	2680 msnm
Fecha de instalación	01-Mar-1964
Latitud	0°27'43" S
Longitud	78°32'42" W
Nombre	San Pedro en Machachi
Código	H159
Cuenca	Esmeraldas
Tipo	LG (Limnigráfica)
Estado	Funcionando
Distancia al río del proyecto (Río Cóndor Machay)	10,75 Km

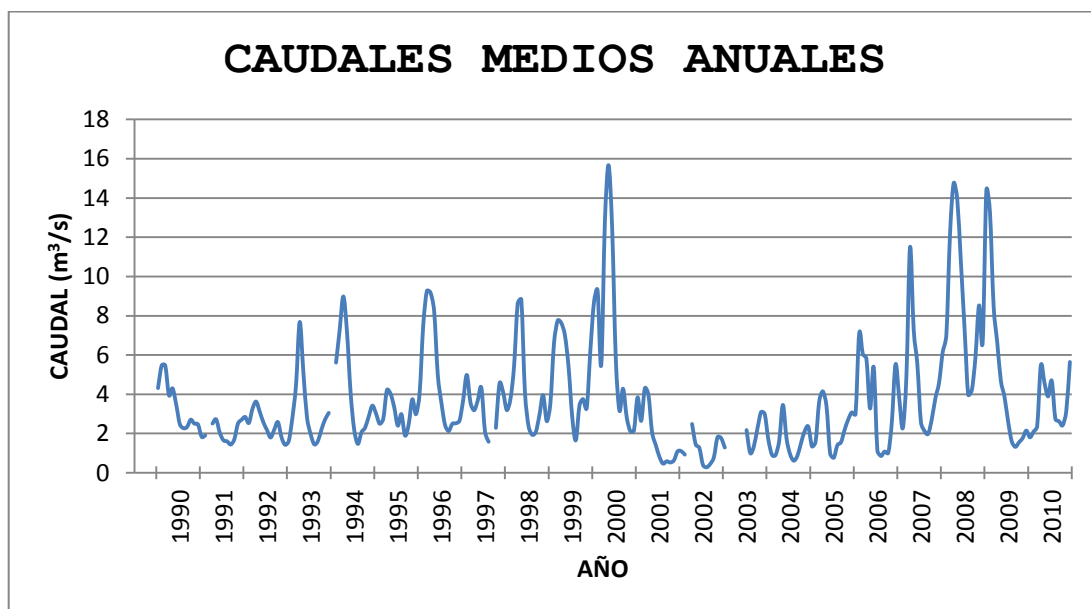
Cuadro 3.17 Datos informativos de la estación hidrológica San Pedro en Machachi.

En el cuadro 3.18 se muestran los caudales medios mensuales registrados por esta estación para el período 1990-2010.

ESTACIÓN HIDROLÓGICA SAN PEDRO EN MACHACHI													
CAUDAL MEDIO MENSUAL (m ³ /s)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1990	4,314	5,469	5,459	3,955	4,300	3,480	2,474	2,271	2,335	2,705	2,503	2,465	3,478
1991	1,834	1,901		2,508	2,721	2,041	1,658	1,603	1,438	1,700	2,504	2,699	2,055
1992	2,843	2,538	3,256	3,626	3,105	2,569	2,175	1,794	2,203	2,582	1,804	1,423	2,493
1993	1,627	2,833	4,513	7,680	5,140	2,833	1,975	1,449	1,611	2,211	2,722	3,049	3,137
1994		5,612	7,275	8,985	7,214	4,100	2,189	1,469	2,063	2,296	2,872	3,420	4,318
1995	3,019	2,497	2,746	4,211	4,030	3,349	2,400	2,984	1,894	2,474	3,743	2,981	3,027
1996	4,038	7,499	9,257	9,178	8,248	5,016	3,573	2,436	2,125	2,493	2,522	2,660	4,920
1997	3,708	4,986	3,575	3,185	3,674	4,329	2,097	1,580		2,287	4,550	4,099	3,461
1998	3,192	3,746	5,421	8,629	8,819	4,098	2,363	1,932	2,078	2,955	3,951	2,627	4,151
1999	3,529	6,601	7,751	7,632	7,006	5,405	2,878	1,654	3,426	3,756	3,293	6,205	4,928
2000	8,690	9,281	5,489	12,774	15,674	12,467	5,828	3,166	4,284	2,840	2,122	2,148	7,064
2001	3,843	2,645	4,309	3,965	2,052	1,420	0,821	0,466	0,586	0,526	0,629	1,084	1,862
2002	1,103	0,924		2,483	1,447	1,273	0,395	0,279	0,450	0,786	1,810	1,764	1,156
2003	1,286						2,175	1,008	1,338	2,262	3,092	2,987	2,021
2004	1,687	0,912	0,911	1,649	3,457	1,748	0,940	0,616	0,868	1,519	2,121	2,349	1,565
2005	1,344	1,577	3,641	4,151	3,400	0,984	0,760	1,404	1,555	2,193	2,724	3,081	2,235
2006	2,979	7,092	6,043	5,803	3,271	5,379	1,143	0,854	1,084	1,011	2,601	5,528	3,566
2007	3,849	2,268	4,895	11,490	7,299	5,548	2,574	2,126	1,988	2,746	3,819	4,604	4,434
2008	6,159	7,031	12,145	14,752	13,926	10,728	7,378	3,986	4,202	5,870	8,528	6,667	8,448
2009	14,350	13,263	8,508	6,647	4,691	3,874	2,604	1,596	1,320	1,555	1,762	2,151	5,193
2010	1,804	2,097	2,373	5,463	4,580	3,890	4,688	2,741	2,630	2,416	3,137	5,645	3,455
PROMEDIO	3,760	4,539	5,420	6,438	5,703	4,227	2,528	1,782	1,974	2,342	2,991	3,316	3,665

Cuadro 3.18 Registros de los caudales medios mensuales multianuales de la Estación Hidrológica San Pedro en Machachi. Fuente: INAMHI.

En la gráfica 3.23 se muestra la curva de caudales medios anuales obtenida a partir de los valores del cuadro 3.18.



Gráfica 3.23 Curva de caudales medios anuales – Estación H. San Pedro en Machachi.

Al analizar el comportamiento hidrológico del Río San Pedro (gráfica 4.21), existen ciertos aspectos que se van a resaltar.

En primer lugar, destaca el caudal máximo registrado en el año 2000, siendo este el mayor caudal registrado en el período (1990-2010). Un aspecto interesante es que luego de alcanzar este caudal máximo, el río entra en un período de sequía que dura 5 años (hasta el año 2005). Posterior a este período de sequía, existe un incremento en los caudales máximos del río que van ascendiendo año tras año hasta alcanzar un caudal máximo en los años 2008 y 2009 similar al alcanzado en el año 2000. Luego de estos años, y tal como ocurrió en el año 2000, el caudal disminuye notablemente, y si la tendencia se mantiene, se producirá un período de sequía con una duración aproximada de 5 años, es decir hasta el año 2014.

Es importante señalar que un comportamiento similar a este, lo presenta el Río Pilatón anteriormente analizado. Al igual que sucede en el Río San Pedro, en el Río Pilatón también se alcanzan caudales máximos bastante significativos en los años 2008 y 2009, para luego disminuir considerablemente.

Considerando que en este período de tiempo los comportamientos hidrológicos del Río Pilatón y del Río San Pedro son similares, es muy probable por lo tanto que el río del proyecto, el Cóndor Machay, por ser el río que alimenta al Río Pilatón y por estar en una zona cercana a la del Río San Pedro, también presente un comportamiento hidrológico similar al de los otros dos. Por esta razón, se considera que para el Río Cóndor Machay también se presente un período de sequía hasta el año 2014.

Otro aspecto destacable que resulta del análisis de la figura 3.23, es que en los años anteriores al 2000, los caudales mínimos registrados son superiores a los registrados en el período de sequía antes mencionado. Es decir el período de sequía analizado es la peor condición en cuanto a nivel de caudal que ha experimentado el Río San Pedro en el período de tiempo en el que se ha hecho el análisis (1990-2010).

Haciendo la analogía con el Río Cóndor Machay, se puede establecer que en los actuales momentos (hasta el año 2014) el río se encuentra en un período en el que se registrarán caudales mínimos que se podrían considerar como de los más bajos que pudiera presentar este río. Este aspecto es muy importante, ya que si se realiza una medición del caudal del Río Cóndor Machay en esta época (lo cual se ha hecho) en especial en el mes en el que se registra el menor caudal del año, es decir en Agosto, este valor de caudal permitirá obtener una potencia mínima de generación por parte de la microcentral, que corresponderá a la potencia generada para la peor condición. Esto asegura hasta cierto punto, que en general se podrán obtener potencias de generación superiores a la potencia con la que se realizó el diseño. De esta manera se evita el riesgo de que la potencia obtenida en los futuros años sea inferior a la potencia con la que se realizó el diseño de la microcentral, lo que podría ocurrir por ejemplo si el diseño se lo hace con un caudal medido en épocas de avenidas³¹.

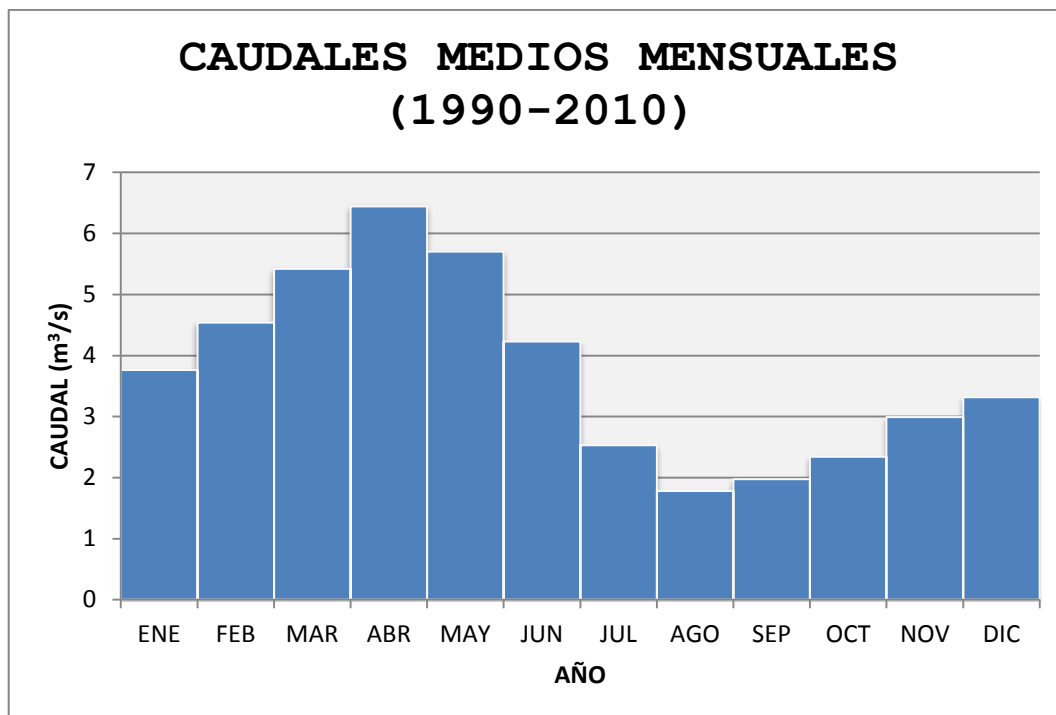
³¹ Una avenida es la elevación del nivel de un curso de agua significativamente mayor que el flujo medio de éste.

Ahora se determinará si el mes de Agosto es para el Río San Pedro el mes con el menor caudal en el año, tal como ocurre para el Río Pilatón. Para este propósito, en el cuadro 3.19 se presentan los caudales medios mensuales obtenidos a partir de los datos del cuadro 3.18. Además, en la gráfica 3.24 se muestra el histograma de los caudales medios mensuales resultantes del promedio de los años 1990-2010.

ESTACIÓN HIDROLÓGICA SAN PEDRO EN MACHACHI	
Mes	Caudal medio mensual (m ³ /s)
Enero	3,760
Febrero	4,539
Marzo	5,420
Abril	6,438
Mayo	5,703
Junio	4,227
Julio	2,528
Agosto	1,782
Septiembre	1,974
Octubre	2,342
Noviembre	2,991
Diciembre	3,316

**Cuadro 3.19 Caudal medio mensual promedio durante el período (1990-2010).
Fuente: INAMHI.**

Como se puede apreciar en la gráfica 3.24, para el Río San Pedro también se cumple que el mes de Agosto es el mes con el menor caudal promedio. Esto es un justificativo más para establecer que para el Río Cóndor Machay, considerando que su comportamiento hidrológico es similar al de los ríos Pilatón y San Pedro, el mes de Agosto también es el mes en el que se registra el menor caudal.



**Gráfica 3.24 Histograma de caudales medios mensuales - Estación Hidrológica
San Pedro en Machachi.**

Finalmente, es importante destacar que el caudal de agua de un río depende principalmente del comportamiento de las lluvias³².

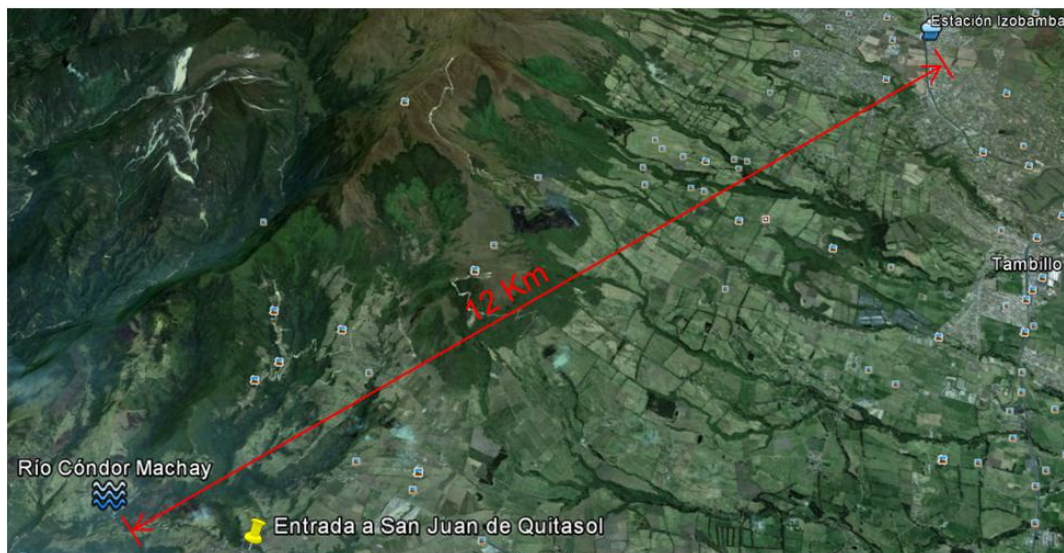
Por esta razón, para tener más justificaciones de lo que se está asumiendo en cuanto al comportamiento del caudal del Río Cóndor Machay, además de relacionarlo con el Río Pilatón y el Río San Pedro en Machachi, se va a relacionar el caudal del Río Cóndor Machay con el nivel de precipitación mensual y anual registrado por la estación meteorológica más cercana a la zona del proyecto.

Dicha estación es la estación agrometeorológica Izobamba ubicada en la parroquia de Machachi perteneciente al cantón Mejía.

³² Además depende de la temperatura de la cuenca (que determina la mayor o menor evaporación), del relieve, la geología, la vegetación y la acción humana.

3.3.3.6 Analogía con el nivel de precipitación registrado por la Estación Izobamba

La ubicación así como los principales datos informativos de la Estación Agrometeorológica Izobamba se muestran a continuación:



Gráfica 3.25 Ubicación de la estación Izobamba con respecto al río de la zona.

Fuente: Google Earth.

ESTACIÓN METEOROLÓGICA IZOBAMBA	
Provincia	Pichincha
Cantón	Mejía
Parroquia	Machachi
Elevación	3058 msnm
Fecha de Instalación	01-Feb-1962
Latitud	0°22'00" S
Longitud	78°33'00" W
Nombre	Izobamba
Código	M003
Tipo	AP (Agrometeorológica)
Estado	Funcionando
Distancia al Sitio del Proyecto	12 Km

Cuadro 3.20 Datos informativos de la Estación Agrometeorológica Izobamba

Los datos que nos proporciona esta estación son los valores de precipitación mensual (cuadro 3.21) así como el número de días con precipitación al mes (cuadro 3.22) para el período de tiempo 1990-2010.

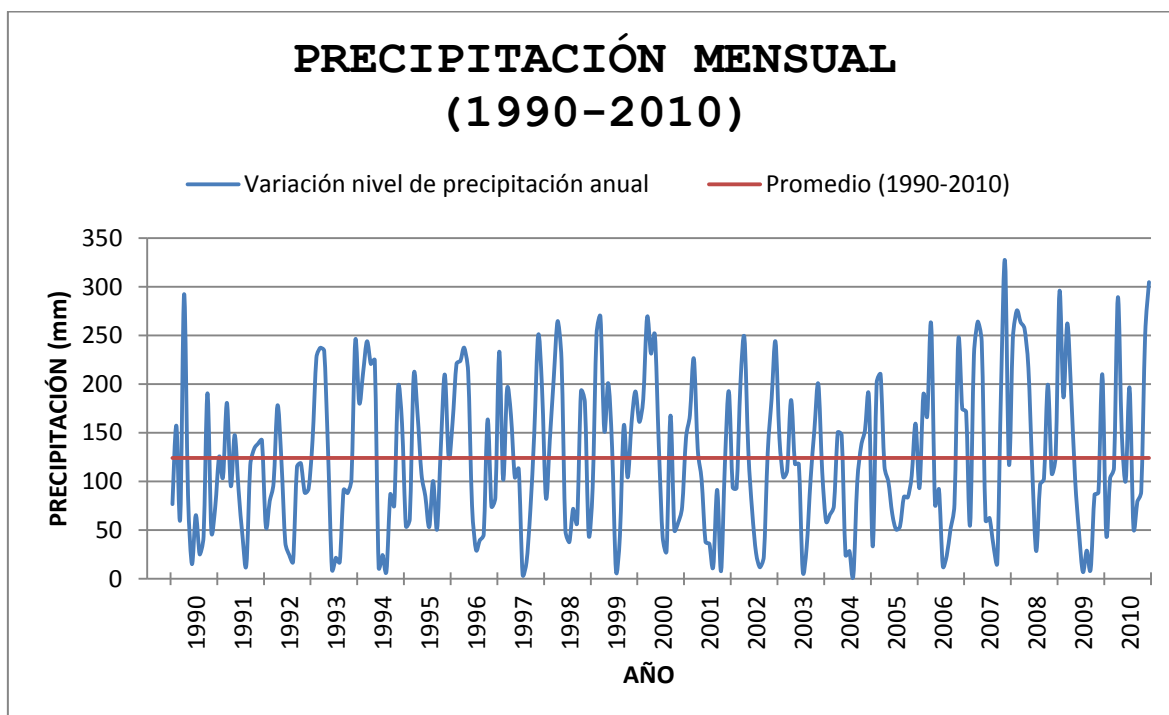
ESTACIÓN IZOBAMBA													
PRECIPITACIÓN MENSUAL MULTIANUAL (mm)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total Anual
1990	76,7	157,4	62,4	292,5	85,7	15,2	65,4	25,1	43,5	190,6	48,6	74,1	1137,20
1991	125,4	104,7	180,8	95,4	147,7	90,9	43,9	14,4	116,7	133,5	138,8	142,3	1334,50
1992	53,9	80,0	98,6	178,1	121,8	37,4	24,7	17,4	114,9	118,8	88,5	92,7	1026,80
1993	141,9	227,3	237,4	234,1	130,5	9,5	21,7	17,1	91,4	88,0	102,3	244,9	1546,10
1994	180,6	211,7	244,0	220,6	224,7	11,5	24,5	7,6	86,8	75,2	197,1	159,5	1643,80
1995	53,9	61,4	208,4	168,8	107,9	84,8	53,2	100,5	50,7	137,1	209,9	124,9	1361,50
1996	160,9	220,7	223,7	237,4	212,5	75,2	30,0	39,8	45,6	163,6	74,2	83,6	1567,20
1997	233,4	102,0	194,9	168,1	104,1	112,8	4,6	17,0	71,1	150,5	250,3	195,3	1604,10
1998	83,1	143,2	205,9	264,7	224,9	49,6	37,6	72,0	57,4	192,5	181,4	44,7	1557,00
1999	93,4	251,3	269,5	152,3	201,0	134,5	7,9	43,6	157,2	104,2	160,3	192,5	1767,70
2000	161,2	184,6	268,8	231,4	250,5	137,7	42,6	28,8	167,7	49,9	57,9	73,7	1654,80
2001	144,8	168,2	226,3	133,6	102,0	38,2	36,1	12,4	91,4	7,9	119,0	192,6	1272,50
2002	94,0	93,4	201,4	248,0	132,7	69,7	26,5	11,8	22,9	129,6	185,0	243,6	1458,60
2003	144,7	104,4	111,5	183,7	118,0	117,8	7,9	32,2	101,3	153,2	200,1	110,5	1385,30
2004	58,9	66,1	74,8	150,4	147,4	24,3	28,6	3,1	98,7	136,3	152,7	187,7	1129,00
2005	33,3	201,4	210,2	115,7	100,1	66,8	50,6	53,9	84,1	83,7	105,8	159,4	1265,00
2006	93,3	188,8	167,5	262,0	76,3	92,2	13,1	23,6	51,6	76,5	245,9	174,6	1465,40
2007	171,3	55,1	229,9	264,3	243,6	59,7	62,6	34,8	16,4	201,9	326,2	117,8	1783,60
2008	246,6	275,5	263,5	257,0	216,4	111,5	28,5	96,7	103,1	199,5	108,0	126,0	2032,30
2009	295,4	186,6	262,4	189,9	102,8	48,2	7,1	29,0	9,7	86,4	88,8	209,9	1516,20
2010	45,6	103,7	114,2	289,2	149,2	100,4	196,2	52,5	79,5	89,7	249,4	304,8	1774,40
Promedio Mensual	128,2	151,8	193,1	206,5	152,4	70,9	38,7	34,9	79,1	122,3	156,7	155,0	1489,7

Cuadro 3.21 Suma mensual de la precipitación registrada por la Estación Agrometeorológica Izobamba. Fuente: INAMHI

ESTACIÓN IZOBAMBA													
NÚMERO DE DÍAS CON PRECIPITACIÓN													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total Anual
1990	14	23	21	25	20	10	14	8	8	24	11	13	191
1991	15	15	27	22	24	16	9	4	15	19	28	22	216
1992	17	16	19	25	25	7	6	10	15	17	17	13	187
1993	19	23	27	27	27	6	9	6	18	16	20	24	222
1994	21	18	25	26	25	8	11	7	12	15	26	22	216
1995	14	11	18	21	21	16	16	18	9	24	25	20	213
1996	22	26	26	26	29	18	14	10	12	22	8	12	225
1997	24	19	22	26	22	13	4	1	12	23	28	21	215
1998	16	20	22	29	19	11	10	15	18	22	22	12	216
1999	24	24	25	22	26	23	8	11	24	24	18	28	257
2000	19	24	25	25	28	20	12	9	26	14	12	16	230
2001	20	13	26	22	22	13	12	1	16	7	15	24	191
2002	14	14	22	26	15	11	6	4	12	17	21	21	183
2003	14	17	18	22	20	19	6	7	14	16	26	17	196
2004	6	16	13	25	19	6	16	6	15	23	22	19	186
2005	12	13	25	21	16	12	8	11	10	20	16	25	189
2006	20	22	24	25	15	16	7	8	11	15	24	21	208
2007	13	10	23	28	23	14	10	12	7	22	23	19	204
2008	23	22	29	25	27	20	15	22	18	30	24	22	277
2009	26	21	26	22	19	15	9	10	4	16	13	23	204
2010	10	18	17	27	15	20	19	7	19	16	22	27	217
Promedio Mensual	17,3	18,3	22,9	24,6	21,8	14,0	10,5	8,9	14,0	19,1	20,0	20,0	211,6

Cuadro 3.22 Número de días con precipitación registrados por la Estación Agrometeorológica Izobamba. Fuente: INAMHI

En base a estos datos se ha elaborado la curva de variación del nivel de precipitación mensual para el período 1990-2010 (gráfica 3.26).



Gráfica 3.26 Curva de variación del nivel de precipitación anual – Estación Izobamba

En la gráfica 3.26 se puede observar que no han existido períodos prolongados de ausencia de lluvias, por lo que si la tendencia se mantiene, no existirán ausencias de lluvias en un futuro. Esto es importante, porque el caudal del Río Cóndor Machay no se verá afectado al menos en lo que se refiere al nivel de las precipitaciones.

Además, en base a los datos de cuadro 3.21 se determinó que el promedio del nivel de precipitación de los últimos 10 años (2001-2010) es prácticamente igual que el promedio del nivel de precipitaciones de los anteriores 10 años (1991-2000). Los valores numéricos son:

$$\text{Nivel de precipitación promedio (1991 – 2000)} = 1506,35 \text{ (mm)}$$

$$\text{Nivel de precipitación promedio (2001 – 2010)} = 1506,54 \text{ (mm)}$$

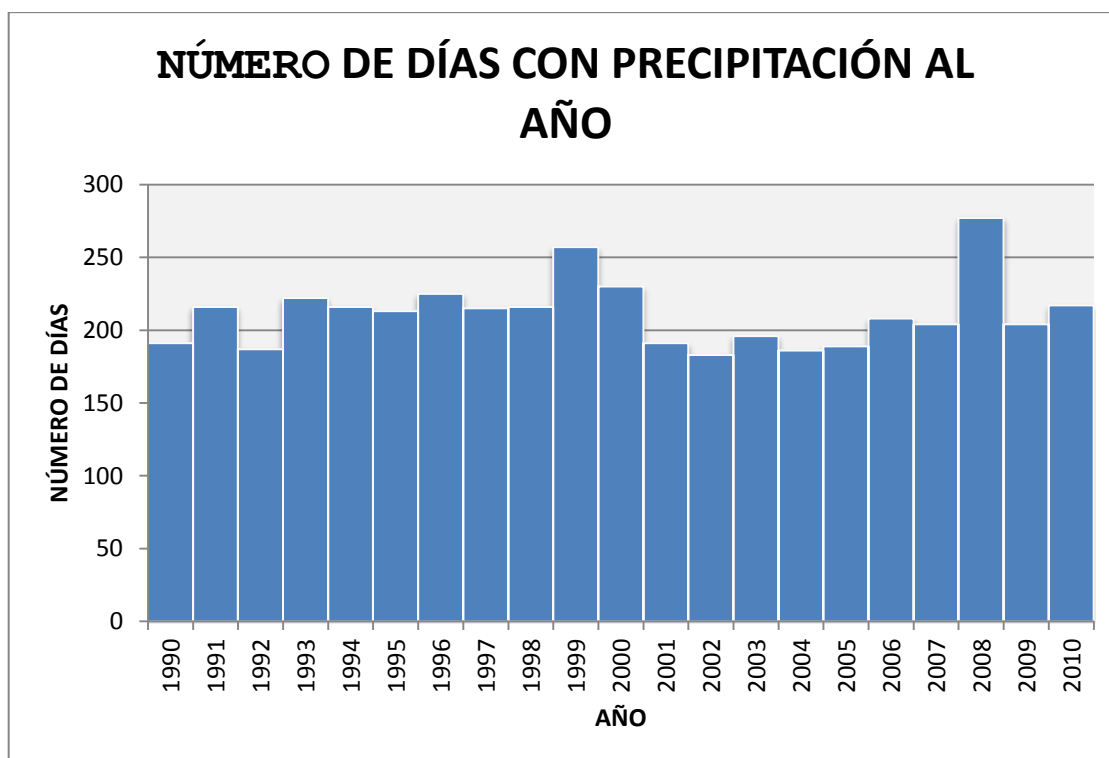
Estos resultados son positivos puesto que indican una regularidad promedio del nivel de precipitación, y se mantiene esta regularidad en los futuros 20 años (que es el tiempo aproximado de la vida útil del proyecto, entonces al menos por niveles de precipitación se podría concluir que el caudal del Río Cóndor Machay no sufrirá riesgo de que se seque o que presente caudales demasiado bajos.

A continuación, en la gráfica 3.27 se muestra el histograma de variación del número de días con precipitación al año elaborado en base a los datos del cuadro 3.22.

Al realizar el cálculo del valor promedio del número de días con precipitación al año durante el período 1990 - 2010, se obtiene un valor de:

$$\text{N}^\circ \text{ de días promedio con precipitación al año (1990 - 2010)} = 211,6 \text{ días/año}$$

Es decir, en los 21 años analizados en promedio el 57.97 % del total de días al año han presentado precipitaciones.



Gráfica 3.27 Histograma de la variación del número de días con precipitación al año

El caso más crítico se produce en el año 2002, registrando 183 días de precipitación al año. Es decir en el año 2002 el 50,13 % del total de días al año presentaron precipitaciones.

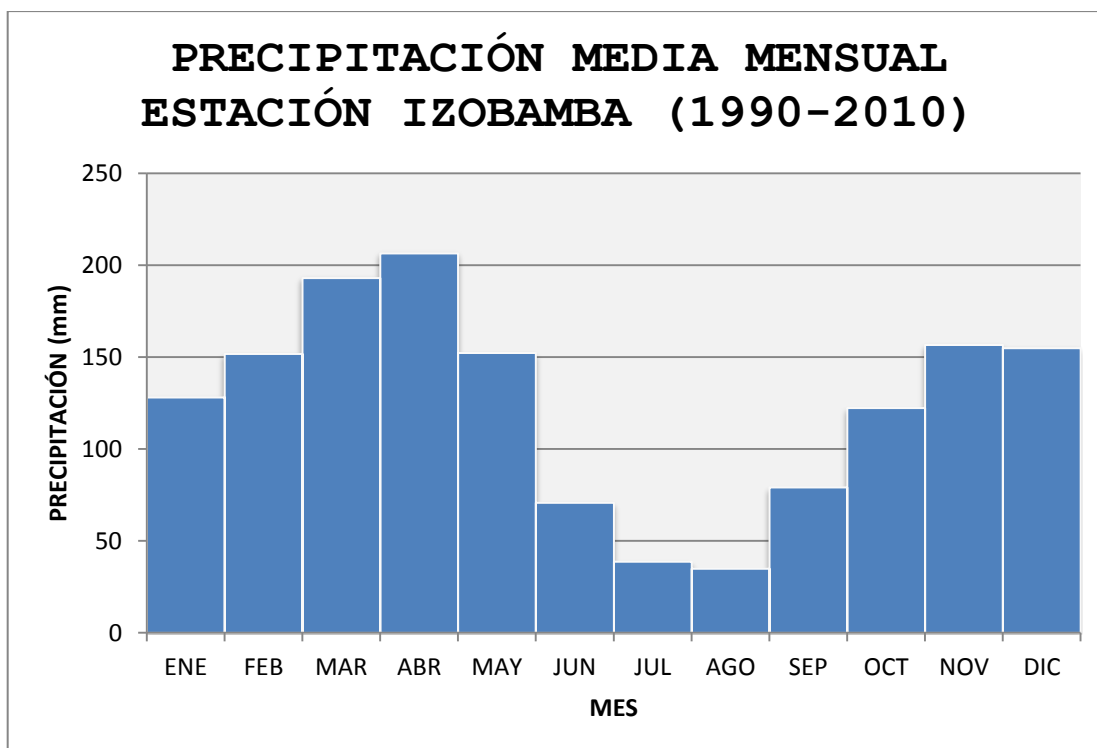
Por lo tanto, en el período analizado (1990-2010) siempre se cumple que en más de la mitad del total de días al año se producen precipitaciones. Esto es un aspecto importante, ya que debido a que la microcentral hidroeléctrica que se desea implementar es una microcentral de pasada (sin reservorio) entonces es importante que haya precipitaciones el mayor número de días al año, para que así se alimente constantemente de agua el Río Cóndor Machay.

A continuación, en el cuadro 3.23 se presentan los valores de precipitación media mensual así como el número de días con precipitación por cada mes del año para en el período de tiempo comprendido entre 1990 – 2010.

ESTACIÓN IZOBAMBA (1990 – 2010)		
Mes	Precipitación Mensual Promedio (mm)	Promedio del número de días con precipitación
Enero	128,2	17,3
Febrero	151,8	18,3
Marzo	193,1	22,9
Abril	206,5	24,6
Mayo	152,4	21,8
Junio	70,9	14,0
Julio	38,7	10,5
Agosto	34,9	8,9
Septiembre	79,1	14,0
Octubre	122,3	19,1
Noviembre	156,7	20,0
Diciembre	155,0	20,0

Cuadro 3.23 Precipitación mensual promedio registrada por la Estación Izobamba
Fuente: INAMHI

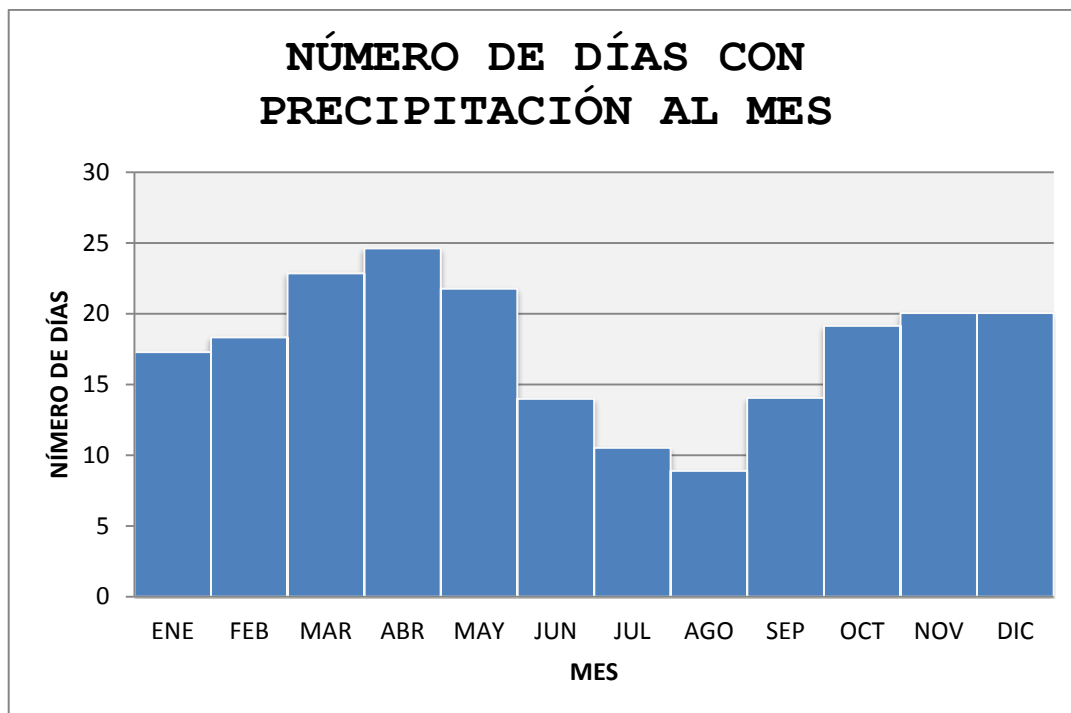
En la gráfica 3.28 se puede apreciar gráficamente el histograma de los niveles de precipitación en cada uno de los meses obtenidos de un promedio de 21 años comprendidos entre 1990 – 2010.



Gráfica 3.28 Histograma del nivel de precipitación media mensual

Como se puede observar en la gráfica, el mes que en promedio presenta el menor nivel de precipitaciones es el mes de Agosto, por lo que al relacionarlo con la zona del proyecto, se puede concluir que el caudal mínimo del Río Cóndor Machay se presentará en este mes, lo que coincide con los resultados obtenidos tanto para el Río Pilatón así como para el Río San Pedro, en los que los caudales mínimos se registraban en el mes de Agosto, por lo que la analogía con el Río Cóndor Machay si es correcta.

En la gráfica 3.29 los resultados obtenidos apoyan el hecho de establecer que el mes de Agosto es la peor condición en cuanto al valor del caudal que puede tener el Río Cóndor Machay, ya que en esta gráfica, en la que se muestra el promedio del número de días con precipitación por cada mes del año, también se puede apreciar que el mes de agosto es el mes con el menor número de días con precipitación.



Gráfica 3.29 Histograma del número de días promedio con precipitación al mes

Por lo tanto, en base a los resultados obtenidos por analogía con los ríos Pilatón y San Pedro, además de los resultados obtenidos de los datos de precipitación de la estación Izobamba, se puede establecer que la peor condición para el diseño de la futura microcentral hidroeléctrica se la obtendrá en base a mediciones del caudal del Río Cóndor Machay a realizarse en el mes de Agosto (peor condición). Estas mediciones se muestran en la sección 4.3.1.3.

Es importante recalcar que debido a que no se poseen datos hidrológicos del Río Cóndor Machay, no se puede realizar para este río una curva de duración de caudales diarios, lo que nos permitiría elegir un caudal de diseño adecuado para el dimensionamiento de la futura microcentral. Es por esta razón, que como caudal de diseño se va a emplear el caudal mínimo (peor condición) el mismo que como se explicó en el análisis anterior será un caudal medido en el período actual en el mes de Agosto. Además es importante recordar que la futura microcentral que se pretende implementar es un central de pasada, por lo que se justifica aún más el uso del caudal mínimo del río como caudal de diseño.

Como se explicó anteriormente, la falta de datos históricos que permitan analizar el comportamiento hidrológico del Río Cóndor Machay ha impedido realizar un estudio hidrológico más preciso. Lo que aquí se ha hecho es un pequeño análisis en base a los datos hidrológicos de los ríos Pilatón y San Pedro y en base a los datos meteorológicos de la estación agrometeorológica Izobamba. Estos datos sirven como un referente para establecer el comportamiento hidrológico aproximado del Río Cóndor Machay.

Además, para saber si lo que se está asumiendo es adecuado, se procedió a preguntar a los habitantes de la comunidad acerca del comportamiento hidrológico que tiene el río a lo largo del año y cuál ha sido el comportamiento del mismo en años anteriores. Las personas han corroborado lo que aquí se ha establecido en cuanto a que el río no ha corrido el riesgo de secarse en años anteriores y que el caudal más bajo lo presenta en verano sobretodo en el mes de Agosto. Por lo tanto se puede concluir que el análisis aquí realizado para el Río Cóndor Machay es correcto.

Una vez que se ha realizado la evaluación del recurso hídrico disponible en la zona del proyecto, se puede concluir que el Río Cóndor Machay es una buena fuente de energía hidroeléctrica. En consecuencia, y como se verificará al realizar el dimensionamiento del sistema micro hidroeléctrico, esta alternativa de electrificación si es factible técnicamente, por lo tanto es una alternativa válida para ser tomada en cuenta para la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol.

Ahora es conveniente conocer el funcionamiento de un sistema micro hidroeléctrico, específicamente del tipo “filo de agua o de pasada” que es el tipo de sistema que se empleará en el presente proyecto.

3.3.4 SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO

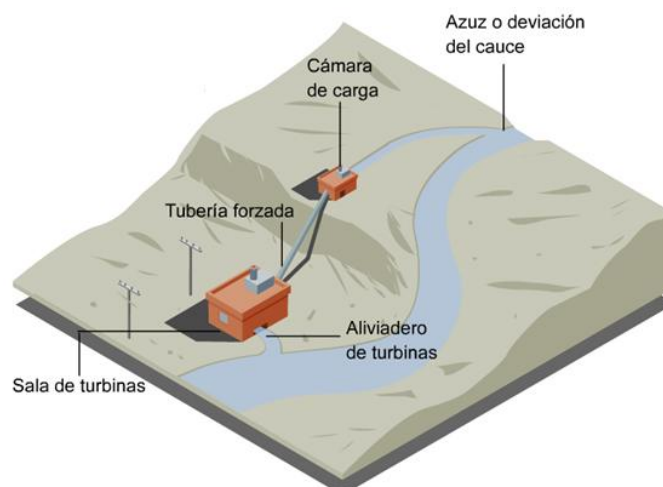
Un sistema micro hidroeléctrico es un sistema que utiliza la energía contenida en un flujo de agua para generar electricidad. En estos sistemas se canaliza el agua de un río o un nacimiento en una caída hasta que se encuentra con una turbina, la cual da vueltas y produce electricidad.

La gran mayoría de los sistemas micro hidroeléctricos son del tipo “filo de agua o de pasada” ya que se pueden construir localmente a un bajo costo y su simplicidad proporciona una mejor confiabilidad a largo plazo.

Como se mencionó anteriormente, el sistema micro hidroeléctrico para el presente proyecto es de este tipo, esto debido principalmente a las características topográficas del terreno por el que pasa el Río Cóndor Machay, y a lo sumamente dificultoso y caro que resultaría la construcción de un embalse en la zona del río para la implementación de una microcentral de embalse.

Ahora, es conveniente analizar el funcionamiento, los componentes, así como las ventajas y desventajas de un sistema micro hidroeléctrico de pasada.

3.3.5 SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO DE PASADA



Gráfica 3.30 Sistema micro hidroeléctrico de pasada.

Fuente: Fundación Eroski.

Un sistema micro hidroeléctrico de pasada es aquel que desvía una parte del caudal natural del río para producir energía eléctrica, devolviéndola completamente luego de utilizar la energía potencial que se produce gracias a la pendiente del río.

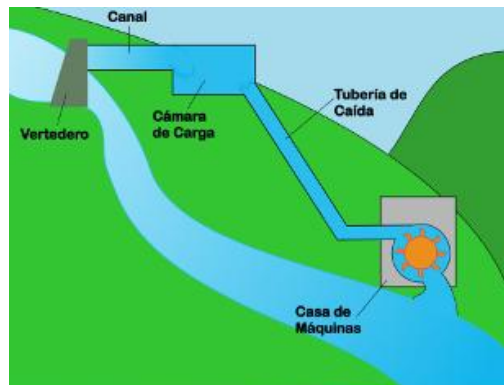
Se construyen en los lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas, esto debido a que prácticamente no cuentan con reserva de agua, el caudal suministrado oscila según las estaciones del año. En la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su potencia máxima, y dejan pasar el agua excedente. Durante la época seca, la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos en la época del estío.

3.3.5.1 Funcionamiento de un sistema micro hidroeléctrico de pasada

Un sistema micro hidroeléctrico de pasada empieza con un vertedero, que es una pequeña pared que desvía parte del agua del río. Dependiendo del terreno, el agua cae en un canal de conducción o en tubería de baja presión, lo que guiará al agua al punto más alto de la pendiente escogida.

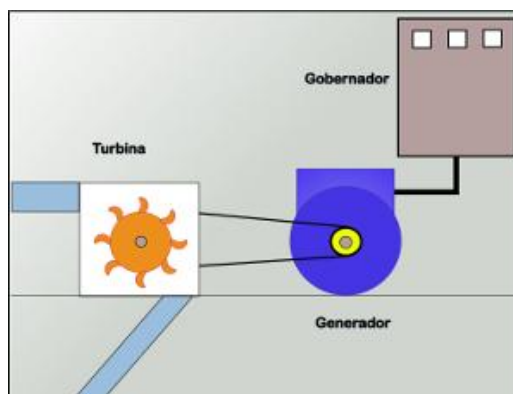
En este punto el canal o la tubería se vacía en un tanque de carga. Este tanque normalmente tiene un desarenador para eliminar el sedimento del agua, el cual podría restar tiempo de vida de la turbina si no fuera eliminado. El tanque también sirve para amortiguar pequeñas variaciones en flujo que pueden ocurrir naturalmente, y en algunos casos sirve para almacenar agua y poder generar una cantidad más alta de energía por unas horas.

Después del tanque el agua entra en la tubería de presión que la llevará hacia la casa de máquinas. La diferencia de altura entre este punto y el punto donde el agua sale de la tubería y entra en la turbina se llama la caída o el desnivel, y es un factor importante en cuanta energía eléctrica su sistema puede generar. La tubería de presión puede ser de PVC, HDPE, o hierro, dependiendo de qué tan grande sea la caída.



Gráfica 3.31 Micro central hidroeléctrica de pasada

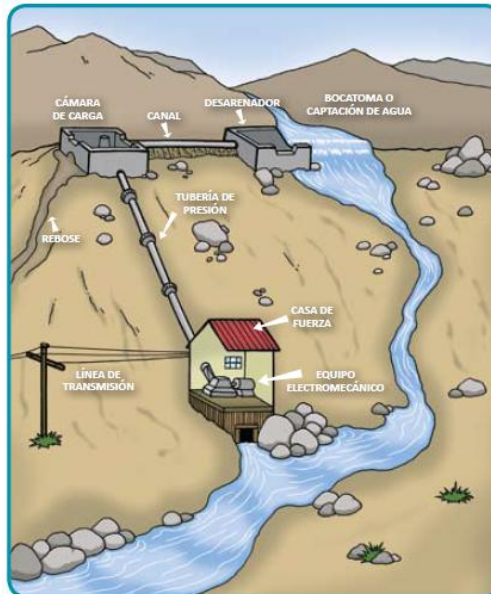
Adentro de la casa de máquinas es donde la energía del agua se convierte primero en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Cuando sale de la tubería, el agua da vuelta a una turbina, cuya clase depende de las características del sitio. En seguida esta turbina da vuelta a un generador, el cual produce la energía eléctrica. La frecuencia de la electricidad está regulada por el regulador de velocidad también conocido como gobernador, que puede ser electrónico o hidráulico, el cual mantiene la frecuencia dentro de los rangos requeridos por los aparatos eléctricos de la casa, finca o comunidad.



Gráfica 3.32 Elementos de la casa de máquinas

Este esquema de generación de electricidad con agua es un esquema que puede producir energía con mínimo impacto en el medio ambiente. No hay necesidad de crear una gran represa en el río como en algunas hidroeléctricas grandes. También el agua se devuelve al cauce del mismo río después de una distancia relativamente corta. Esto reduce el impacto en el ecosistema del río y en las personas que viven río abajo de la micro central hidroeléctrica.

3.3.5.2 Componentes del sistema micro hidroeléctrico de pasada



Gráfica 3.33 Componentes de un sistema micro hidroeléctrico de pasada

Como se puede observar en la gráfica 3.33, un sistema micro hidroeléctrico de pasada se compone de:

- **Obras civiles:**
 - Bocatoma
 - Canal de conducción
 - Desarenador
 - Cámara de carga
 - Tubería de presión
 - Casa de máquinas o de fuerza

- **Equipo electromecánico**
 - Turbina
 - Sistema de transmisión
 - Generador eléctrico
 - Regulador de velocidad o gobernador

- **Redes eléctricas de transmisión y distribución**

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los componentes de sistema micro hidroeléctrico de pasada.

3.3.5.2.1 Obras civiles

Dado que el presente proyecto de tesis es orientado a un análisis eléctrico de las alternativas de electrificación, en la presente tesis se realizará únicamente una breve descripción de las obras civiles.

Las obras civiles están conformadas por una bocatoma, canal de conducción, desarenador, cámara de carga, tubería de presión, casa de máquinas, entre otros.

- **Bocatoma**

Las bocatomas son obras hidráulicas cuya función es desviar la parte del caudal del río que será utilizado para la micro central.

La ubicación más apropiada para una bocatoma es en los tramos rectos y estables del río. Para su construcción se usan estructuras de cemento o una combinación de cemento y madera. Cuando se trata de centrales muy pequeñas, las comunidades utilizan piedra, barro y ramas, como en las bocatomas que se construyen para el riego.



Gráfica 3.34 Bocatoma³³

³³ Fuente: Proyecto micro central de pasada Río Techado

- **Canal de conducción**

Su principal función es conducir el agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga, pasando por los desarenadores y otros mecanismos que pueden construirse en el trayecto.

Los canales pueden ser de tierra, revestidos con concreto, tubos de PVC u otros materiales. En las comunidades rurales existen muchos canales utilizados para riego.



Gráfica 3.35 Canal revestido con concreto

- **Desarenador**

El agua captada del río a través de la bocatoma y conducida por el canal de conducción transporta pequeñas partículas de materia sólida en suspensión compuesta de materiales abrasivos (como arena), que ocasionan el rápido desgaste de los álabes de la turbina y también el material de la tubería de presión por efecto de la fricción.

Para eliminar este material se usan los desarenadores. En ellos la velocidad del agua es reducida con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo, de donde podrán ser removidas oportunamente.



Gráfica 3.36 Desarenador a la entrada de la cámara

- **Cámara de carga**

Las cámaras de carga se aplican a sistemas hidroeléctricos como estructuras de transición entre el canal de aducción y la tubería de presión.

La cámara de carga cumple funciones de amortiguación para evitar sobrepresiones en la conducción forzada. El volumen de agua en el tanque sirve para amortiguar las ondas de presión causadas por el cierre brusco de las turbinas, restableciendo rápidamente la estabilidad.

Una cámara de carga tiene cuatro vías de movimiento de fluido:

- La primera es la acometida por donde ingresa el canal que trae el agua desde la toma.
- La segunda es un vertedero de descarga lateral que se emplea para eliminar los excedentes de caudal que no serán turbinados. En caso de mantenimiento o reparación de las turbinas, se desvía el flujo de agua a través del vertedero con capacidad para verter el caudal de entrada por el canal de conducción.

- La tercera es un descargador de fondo que permitirá el vaciado y limpieza de partículas sedimentadas.
- La cuarta es la alimentación mediante malla de filtrado o rejas a la tubería de presión que conduce el agua a la turbina. Como la reja se localiza debajo de la superficie del agua, la mayor parte de los arrastres (hojas, ramas, etc.) superficiales no son capturados por esta. El vertedero se coloca estratégicamente, de modo que el exceso de agua que se desborda continuamente arrastra estos elementos flotantes de la cámara de carga.



Gráfica 3.37 Interior de la cámara de carga



Gráfica 3.38 Exterior de la cámara de carga³⁴

³⁴ Fuente: Micro centrales hidroeléctricas, Ing. Daniel Mugerza

- **Tubería de presión**

Las tuberías de presión son las encargadas de transportar el agua a presión desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas.

Las tuberías forzadas pueden instalarse sobre o bajo el terreno, según sea la naturaleza de este, el material utilizado para la tubería, la temperatura ambiental y las exigencias medioambientales del entorno. Por ejemplo, una tubería de pequeño diámetro en PVC se puede instalar extendiéndola simplemente sobre el terreno y siguiendo su pendiente, con un mínimo movimiento de tierras. En cambio, las grandes tuberías en acero deberán enterrarse siempre que el terreno no sea muy rocoso, y en ocasiones, aun cuando lo sea, si los requisitos medioambientales del entorno lo exigen.



Gráfica 3.39 Tubería forzada

- **Casa de máquinas**

Es el ambiente en donde se aloja el equipo electromecánico que realiza las conversiones de energía hidráulica a mecánica y de mecánica a eléctrica.

La energía hidráulica que ingresa por la tubería de presión a la casa de máquinas, lo hace en forma de energía cinética del agua y las cantidades de energía puestas en juego (oferta hidráulica) dependen del caudal y de la altura de la carga.

Esta energía cinética del agua se convierte en energía mecánica en el eje de una turbina. La energía mecánica es transferida a un generador eléctrico que, para mantener las condiciones de calidad exigidos al producto eléctrico, debe rotar a velocidad constante.

Para producir esta transferencia de energía es necesario entonces, además de la turbina y el generador, agregar dispositivos de conversión de velocidad de rotación entre el eje de la turbina y el del generador, y un sistema de regulación para adaptar la potencia hidráulica que se entrega con la potencia eléctrica que se demanda.³⁵

Cabe destacar además, que en la casa de máquinas se ubica también el canal de descarga, que evacua el agua.



Gráfica 3.40 Casa de fuerza

3.3.5.2.2 Equipo Electromecánico

Se conoce así a todos los equipos que se encuentran dentro de la casa de máquinas. El equipamiento electromecánico está constituido por la turbina, el generador, el conversor de velocidad y el sistema de regulación. Además se complementa con la instalación eléctrica de salida de la casa de fuerza y un tablero de control con registros de tensión, frecuencia y energía suministrada a la red.

³⁵ Micro centrales hidroeléctricas, Ing. Daniel Muguerza



Gráfica 3.41 Equipo electromecánico

- **Turbina**

La turbina hidráulica es el elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje al generador, transforma la energía mecánica en eléctrica.

De acuerdo a su modo de funcionamiento, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

a. Turbinas de acción: Son aquellas en las que para impulsar el rodete solo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética.

Los principales tipos de turbinas de acción son:

- Turbina Pelton
- Turbina Michell-Banki
- Turbina Turgo

b. Turbinas de reacción: Además de aprovechar la energía cinética del fluido, absorben en el rodete la energía de presión del mismo.

Las turbinas de reacción más importantes son:

- Turbina Francis
- Turbina Kaplan

Como se verá en el capítulo IV, en el numeral 4.3.2.3: “Selección de la turbina hidráulica”, la turbina a emplearse en el sistema micro hidroeléctrico será una tipo Michell-Banki. Por esta razón, a continuación se presenta las principales características de este tipo de turbina.

Turbina de flujo cruzado o Michell-Banki

La turbina de flujo cruzado o Michell-Banki (también llamada de flujo transversal) es una máquina utilizada principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala.

Este tipo de turbina se utiliza en una gama muy amplia de alturas de salto que van desde los 5 m hasta los 200 m, y para caudales de agua medianos.



Gráfica 3.42 Turbina Michell-Banki

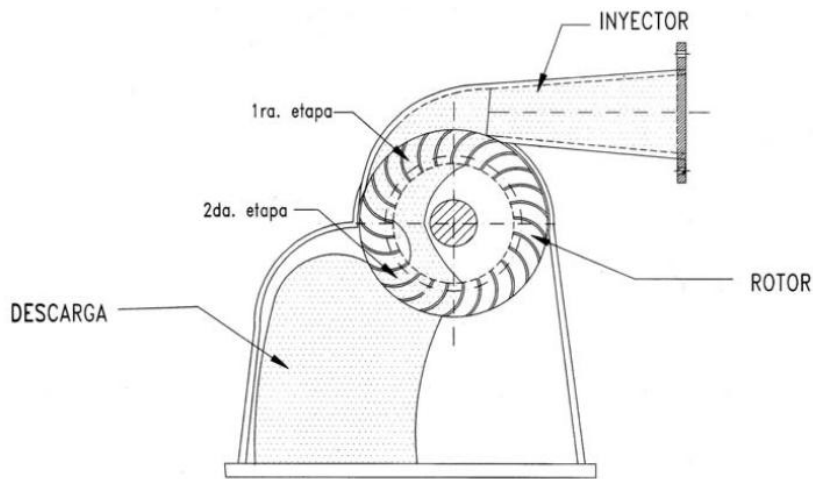
Las principales características de esta máquina son las siguientes:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.
- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas.
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable.

En cuanto al principio de funcionamiento, esta turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica.

El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular - circular.

El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular.



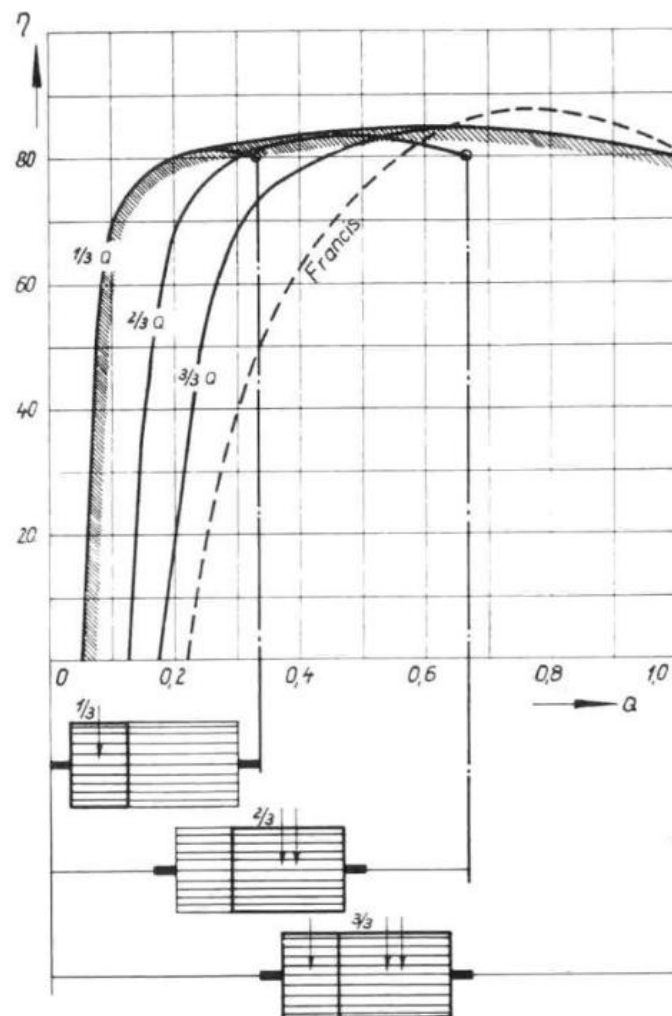
Gráfica 3.43 Componentes de la turbina Michell-Banki

El principio de funcionamiento del rotor está basado en que el inyector orienta con un cierto ángulo un chorro de agua, el cual toma contacto con los álabes al ingresar al rotor, dándole un primer impulso de giro (primera etapa), para luego atravesar el interior del mismo y tomar contacto nuevamente con los álabes y darles un segundo impulso (segunda etapa) antes de salir y fluir por la descarga de la turbina.

Es decir, la energía del agua es transferida al rotor en dos etapas, lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto, y de las cuales la primera etapa entrega un promedio del 70% de la energía total transferida al rotor y la segunda alrededor del 30% restante.³⁶

³⁶ Fuente: Soluciones Prácticas, ITDG.

Una característica atractiva de esta máquina es la forma aplanada de su curva de rendimiento. Esto se logra con un diseño de la turbina con admisión parcial, que consiste en la división del rotor en 3 partes iguales lo que permite que la admisión del agua se pueda realizar por $1/3$, $2/3$ o la totalidad del rotor. Esta clase de admisión permite obtener una curva de rendimiento como la de la figura 4.44 en la cual se observa la comparación con la curva de rendimiento de una turbina tipo Francis.



Gráfica 3.44 Curva de rendimiento de una turbina Michell-Banki con admisión parcial

Fuente: Soluciones Prácticas, ITDG.

Su rendimiento máximo es del 85%. Presenta un rendimiento comprendido entre el 80% y el 85% para caudales entre el 20% y el 100% del caudal máximo de diseño.

Con esta máquina se pueden obtener velocidades superiores que con una Pelton o Turgo, operando a la misma altura, ya que permite que ingresen mayores caudales de agua.

Además, por lo general, una turbina Michell-Banki reemplaza a una Francis debido a que es mucho más simple en su construcción. Sin embargo, es una máquina menos eficiente y también de menor duración, aunque esto último puede mejorarse teniendo cuidado con los materiales de fabricación.

A continuación, se procede con la revisión de los demás elementos de la casa de máquinas.

- **Sistema de transmisión**

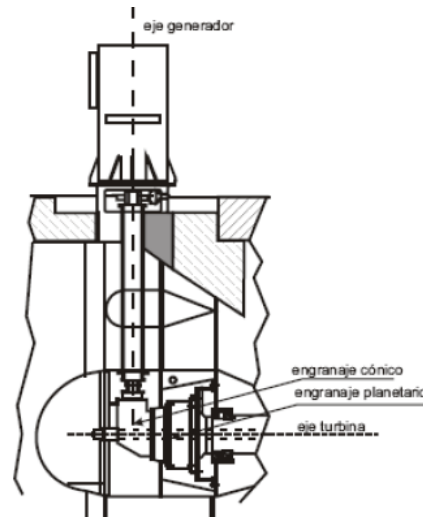
La velocidad de giro de la turbina está relacionada con la caída neta, el caudal y las dimensiones del rodete. En el caso de grandes centrales hidroeléctricas se justifica construir los rodetes de las turbinas con dimensiones que permitan garantizar una velocidad de giro igual a la del generador y permitir así su acoplamiento directo. En cambio en el caso de micro centrales hidroeléctricas sólo se puede emplear los rodetes con dimensiones estándares de los fabricantes; en consecuencia, la velocidad de operación, para las condiciones de caída neta y caudal disponible, rara vez coincide con la de los generadores.

Por esta razón en las micro centrales hidroeléctricas debe emplearse sistemas de transmisión de movimiento y potencia mecánica que permitan la adaptación de velocidad entre los ejes de la turbina y del generador.

Existen varios tipos de transmisiones mecánicas entre los que destacan:

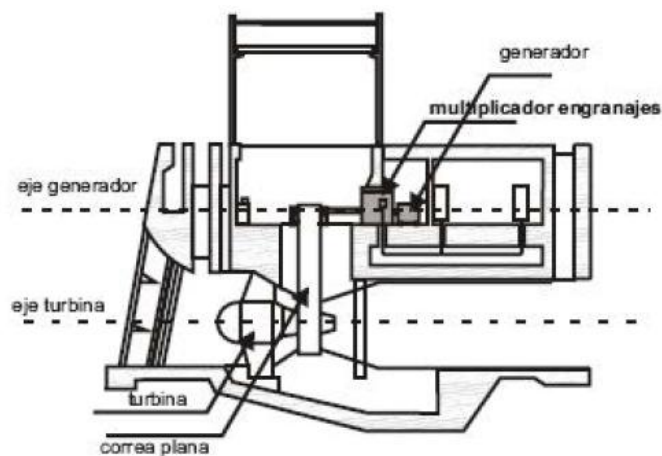
- *Paralelos*: Utilizan engranajes helicoidales, especialmente atractivos para potencias medias.

- *Cónicos*: Generalmente limitados a pequeñas potencias, utilizan engranajes cónicos espirales para el reenvío a 90°. La figura 3.49 muestra un multiplicador de dos etapas: una primera de engranajes planetarios y otra segunda de engranajes cónicos.



Gráfica 3.45 Transmisión por engranajes cónicos

- *Epicicloidales*: Utilizan engranajes epicicloidales con diseños muy compactos, especialmente adecuados para potencias de más de 2 MW.
- *De correa (plana o trapezoidal)*: Utilizados en bajas potencias; resultan de fácil mantenimiento.³⁷



Gráfica 3.46 Transmisión por correa plana

³⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006.

- **Generador eléctrico**

Los generadores eléctricos utilizados en las micro centrales hidroeléctricas son máquinas eléctricas rotativas que se acoplan directa o indirectamente a los rodetes de las turbinas y así, conjuntamente, producen energía eléctrica.

En un principio se utilizaban generadores de corriente continua. Actualmente, por lo general se utilizan generadores trifásicos de corriente alterna. En función de la red que debe alimentar, el proyectista puede escoger entre los generadores asíncronos o los generadores síncronos.

- **Generadores asíncronos:** Simples motores de inducción con rotor en jaula de ardilla, sin posibilidad de regulación de tensión, girando a una velocidad directamente relacionada con la frecuencia de la red a la que están conectados. De esa red extraen su corriente de excitación y de ella absorben la energía reactiva necesaria para su propia magnetización. Esta energía reactiva puede compensarse, si se estima conveniente, mediante bancos de condensadores. No pueden generar corriente cuando están desconectados de la red ya que son incapaces de suministrar su propia corriente de excitación.



Gráfica 3.47 Generador asíncrono

- **Generadores síncronos:** Son las máquinas de uso prioritario en las unidades de generación. Están equipados con un sistema de excitación asociado a un regulador de voltaje para que, antes de ser conectados a la red, generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo de desfase que aquella, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados. Los alternadores síncronos pueden funcionar aislados de la red.



Gráfica 3.48 Generador síncrono

Los generadores síncronos son más caros que los asíncronos y se utilizan, para alimentar redes pequeñas, en las que su potencia representa una proporción sustancial de la carga del sistema. Los asíncronos se utilizan en grandes redes, en las que su potencia representa un porcentaje insignificante de la carga del sistema. Su rendimiento, en todo el campo de funcionamiento, es de un dos a un cuatro por ciento inferior al de los alternadores síncronos.³⁸

- **Regulador de velocidad o gobernador**

Las micro centrales hidroeléctricas que suministran electricidad en corriente alterna, requieren de una operación a velocidad constante para no dañar el generador eléctrico ni los equipos y máquinas que utilicen esta energía.

³⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006.

Dado que la frecuencia de la corriente eléctrica es directamente proporcional a la velocidad de giro del alternador, una variación en la velocidad de giro se traduce en una variación en la frecuencia del sistema eléctrico, que debe tener un valor de 60 Hz.

En aquellas centrales hidroeléctricas que no tienen un sistema de regulación de velocidad, una variación en la demanda de energía inmediatamente producirá un cambio en la velocidad de giro de la turbina. Por lo tanto, el alternador empezará a girar a otra velocidad diferente de la velocidad síncrona, con la consecuente variación en la frecuencia y en el voltaje de la línea.

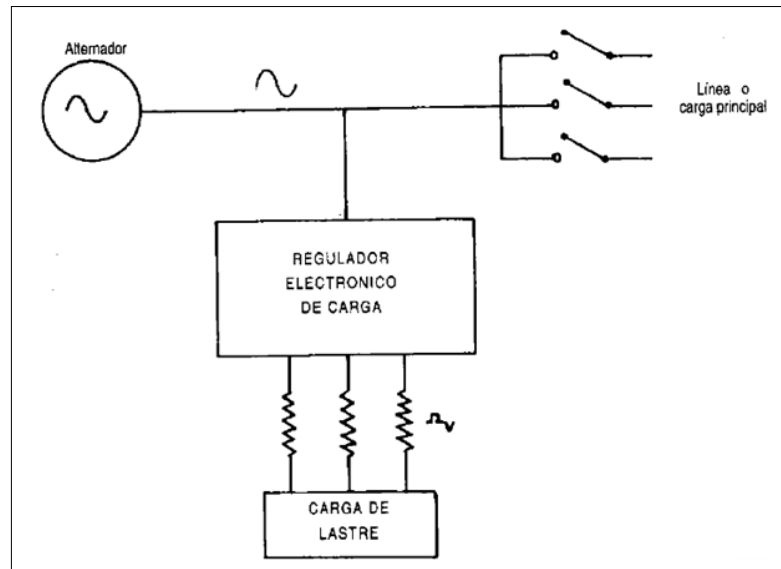
Por ello, cuando se prevé que en el sistema existirán continuamente variaciones en la demanda, es necesario instalar algún sistema de compensación que mantenga constante la velocidad de la turbina.

Para el presente caso, la regulación de la velocidad se la realizará por medio de una regulación automática de carga. Para esto, se empleará un sistema de regulación electrónica de carga.

Sistema de regulación electrónica de carga

Este sistema ha encontrado su campo de aplicación principalmente en el rango de las microcentrales hidroeléctricas, es decir, para potencias menores de 100 kW, tal como es el caso de la comunidad San Juan de Quitasol.

El funcionamiento de este sistema consiste en que el alternador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga, a través de unas válvulas electrónicas conocidas como tiristores, deriva la energía no consumida por la demanda a un sistema de disipación de energía.



Gráfica 3.49 Regulador electrónico de carga

Algunas de las principales ventajas de los reguladores electrónicos de carga en comparación con los reguladores de velocidad por regulación de caudal son:

- Simplificación del diseño de las turbinas al no existir la necesidad de regular el caudal.
- Menor costo.
- Operación y mantenimiento sencillos.
- No produce sobrepresiones en la tubería de presión.
- Fácil ensamblaje o fabricación.
- Mayor rapidez en la respuesta a cambios de carga.

Una vez examinados los principales componentes de un sistema micro hidroeléctrico de pasada, a continuación, se concluye el análisis de esta tercera alternativa de electrificación con la revisión de las ventajas y desventajas que tiene este tipo de sistema.

3.3.5.3 Ventajas y desventajas del sistema micro hidroeléctrico de pasada

A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas del sistema micro hidroeléctrico de pasada.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE PASADA	
VENTAJAS	No necesitan combustible.
	Fuente limpia y renovable de energía.
	No contaminan el medio ambiente porque no producen gases ni humo en su funcionamiento.
	Recurso ampliamente disponible en muchas zonas rurales.
	Bajos costos de operación y larga vida útil.
	Generación de energía generalmente continua.
	Son centrales eficientes (75% - 90%).
DESVENTAJAS	Permiten el desarrollo productivo y económico de la comunidad rural.
	Están condicionadas por las condiciones topográficas e hidrológicas del lugar.
	La potencia del suministro está condicionada por el recurso natural existente.
	Es difícil la posibilidad de extender el suministro en caso de producirse una demanda mayor.

Cuadro 3.24 Ventajas y desventajas de las micro centrales hidroeléctricas de pasada como opción para la electrificación de zonas rurales³⁹

Una vez establecidas las tres alternativas de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, a continuación se presenta el análisis técnico-económico para cada una de estas alternativas.

³⁹ Fuente: "Centrales Eléctricas Microhidráulicas: Aplicación en una Zona Rural Subdesarrollada", de autoría de Jaime Castellano y Marcel Torrent.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN

Una vez que se han establecido las tres alternativas para la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol, en el presente capítulo se procede a realizar los diseños y dimensionamientos técnicos así como el análisis económico de cada una de las alternativas, para establecer de esta manera, la alternativa idónea a ser utilizada para la electrificación de esta comunidad.

En cuanto a los aspectos ambientales, el “Manual de Procedimientos para la Evaluación Ambiental de Proyectos y Actividades Eléctricas”, establece que únicamente se necesita hacer estudio de impacto ambiental para los proyectos que superen 1 (MW) de potencia instalada y 40 (kV) para líneas eléctricas. Por esta razón, no se realiza un estudio de impacto ambiental para las alternativas de electrificación.

4.1 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN MEDIANTE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para realizar el análisis técnico-económico de la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red de distribución, se va a utilizar el programa DISREQ de la EEQ, además de las tablas de Excel: “HOMOLOGACIÓN – EEQ” y “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INVERSIONES – EEQ”.

Los resultados que entregue el programa DISREQ así como los resultados obtenidos de los documentos de Excel, se presentarán en este capítulo así como en los respectivos anexos.

4.1.1 ANÁLISIS TÉCNICO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para empezar con el análisis técnico de la extensión de la red de distribución, se debe definir en primera instancia el tipo de red (monofásica o trifásica) que se va a emplear para la electrificación de la comunidad.

4.1.1.1 Elección del tipo de red de distribución

Para la elección del tipo de red se considerarán dos aspectos:

- Necesidades de los habitantes de la comunidad.
- Aspectos técnicos y económicos.

En lo referente a las necesidades de los habitantes de la comunidad, en base a los estudios de demanda previamente realizados, se puede concluir que los habitantes no requieren necesariamente de una red trifásica para realizar sus actividades personales y productivas. Las necesidades energéticas de la comunidad se pueden satisfacer plenamente con la implementación de una red de distribución monofásica.

En lo relacionado con los aspectos técnicos y económicos, es importante mencionar que la topografía del terreno de la zona del proyecto incluye grandes despeñaderos (gráfica 4.1), por lo que para reducir el número de postes empleados, lo que implica una reducción en el costo del proyecto, se opta por enviar la red de media tensión desde una montaña a otra. Esto además de ser beneficioso económicamente, facilita considerablemente la implementación de la red, puesto que la colocación de postes en los despeñaderos es muy complicada.

Esta opción de enviar la red de media tensión de una montaña a otra es viable para una red monofásica, puesto que este tipo de red admite grandes vanos. En cambio esta opción no es viable para una red trifásica, puesto que una red trifásica no admite grande vanos debido al significativo peso de los tres

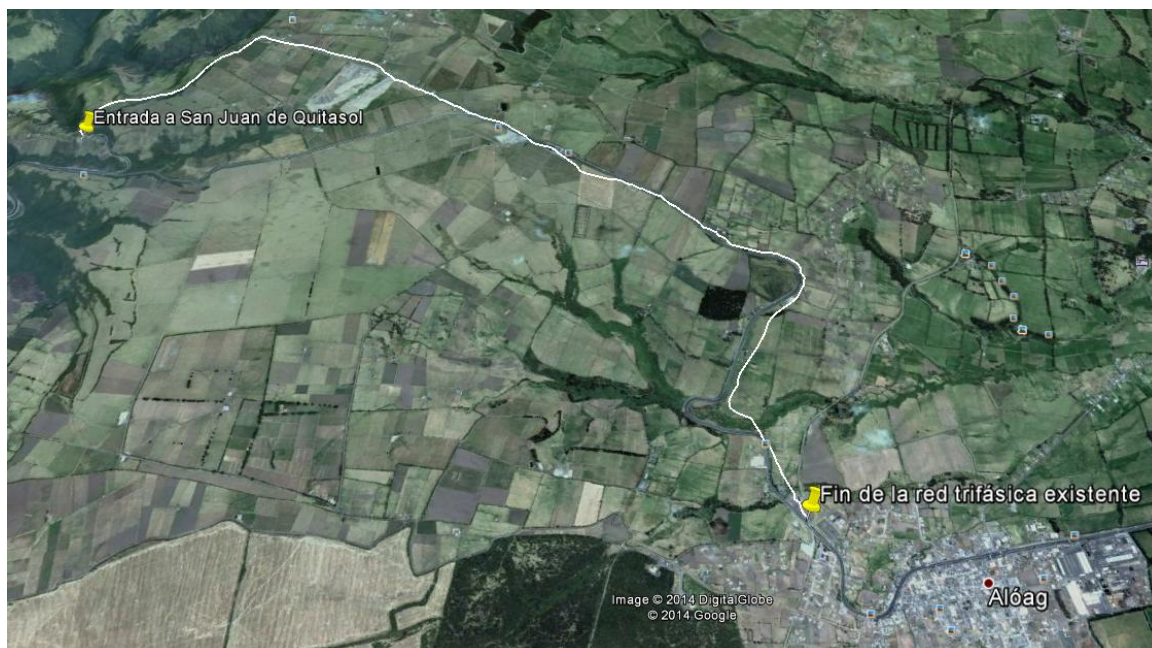
conductores. Por lo tanto, la implementación de una red trifásica implicaría la implementación de postes en los despeñaderos para reducir la longitud del vano, lo que significaría un mayor gasto en cuanto al número de postes.



Gráfica 4.1 Topografía de la comunidad San Juan de Quitasol

.Y no solo el incremento en el número de postes, lo que implica un mayor costo del proyecto, es la desventaja de la implementación de una red trifásica. En general, la red trifásica es considerablemente más costosa que una red monofásica, puesto que se utilizan más conductores, las estructuras de los postes son más reforzadas puesto que tienen que soportar mayor tensión mecánica, y además se incrementa el número de componentes de la red de distribución.

Otro aspecto importante a considerar, es que para la implementación de la extensión de una red trifásica, sería necesario disponer de una red trifásica de distribución existente que se encuentre cerca de la zona del proyecto. Esto no ocurre así puesto que la red trifásica de media tensión más cercana a la comunidad San Juan de Quitasol, se encuentra a una distancia de 7 kilómetros, tal como se puede apreciar en la gráfica 4.2.



Gráfica 4.2 Ubicación de la red trifásica de distribución existente con respecto a la comunidad San Juan de Quitasol

En cambio, la implementación de la extensión de una red monofásica si es factible ya que la red monofásica de media tensión existente se encuentra a unos 200 metros de la entrada a la comunidad, tal como se muestra en la figura 4.3.



Gráfica 4.3 Ubicación de la red monofásica de media tensión existente con respecto a la entrada de la comunidad San Juan de Quitasol

Por todo lo analizado anteriormente, se ha establecido que el tipo de red que se implementará en la comunidad San Juan de Quitasol, es una red monofásica de distribución.

4.1.2 DISEÑO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Como se indicó anteriormente, el diseño de la red de distribución se lo realizó en el programa DISREQ de la E.E.Q. A continuación se presentan las consideraciones técnicas que se tomaron en cuenta para el diseño, así como los resultados obtenidos mediante este programa.

4.1.2.1 Términos de referencia

4.1.2.1.1 Guía de diseño

La guía de diseño para el presente proyecto son las “Normas para Sistemas de Distribución” de la Empresa Eléctrica Quito, vigentes desde el 28 de Febrero de 2014.

4.1.2.1.2 Tipo de usuario

Como ya se estableció en el capítulo II, el tipo de usuario para el presente proyecto es el usuario tipo E.

4.1.2.1.3 Tipo de instalación

De acuerdo con las “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño”, de la Empresa Eléctrica Quito, el tipo de instalación de los elementos de la red: subterránea con conductores aislados y centros de transformación en cámaras de superficie o alternativamente, aérea con conductores desnudos y centros de transformación sobre estructuras de soporte, será establecida conjuntamente por la E.E.Q. y el Organismo Regulador correspondiente, en

función de la ubicación relativa del proyecto y de las características de las obras urbanísticas.

De manera general, en función de la demanda de diseño, capacidad de los transformadores y sección de los conductores de la red, para el tipo de instalación se adoptarán las siguientes disposiciones:

Usuario Tipo	Tipo de Instalación
A	Subterránea
B	Subterránea o Aérea
C	Aérea
D	Aérea
E	Aérea

Cuadro 4.1 Tipo de instalación por usuario⁴⁰

Puesto que la comunidad San Juan de Quitasol pertenece al usuario tipo E, el tipo de instalación para el presente proyecto será una red aérea.

4.1.2.1.4 Configuración de circuitos

La configuración de los circuitos para las redes de medio y bajo voltaje a considerar, están relacionados con la demanda de diseño, el voltaje primario y el tipo de instalación. En general, salvo casos especiales, deberán mantenerse las relaciones que se indican a continuación:

Usuario Tipo	Configuración de Circuitos	
	Medio Voltaje	Bajo Voltaje
A1	Trifásico	Trifásico
A	Trifásico	Trifásico
B	Trifásico	Trifásico
C y D	Trifásico o Monofásico	Trifásico o Monofásico
E	Monofásico	Monofásico

Cuadro 4.2 Configuración de Circuitos⁴¹

⁴⁰ Sección A-11-08: Tipo de Instalación; "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño", publicada por la Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.) el 31 de marzo de 2009.

⁴¹ Sección A-11.09: Configuración de Circuitos y Esquemas de Conexiones; "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

Como se aprecia en el cuadro 4.2, para un usuario tipo E, la configuración de los circuitos tanto en medio como en bajo voltaje debe ser monofásico, lo que apoya la decisión tomada en el numeral 4.1.1.1 de emplear una red monofásica para la electrificación de San Juan de Quitasol.

4.1.2.2 Conformación de la red de distribución

La red de distribución se conforma de ocho circuitos en base a la ubicación de los transformadores. Cada circuito está conformado a su vez por los siguientes postes (P):

Circuito 1 (CT1): P5, P6

Circuito 2 (CT2): P7, P8

Circuito 3 (CT3): P10, P11, P12, P13

Circuito 4 (CT4): P14, P15

Circuito 5 (CT5): P17, P18

Circuito 6 (CT6): P19, P20

Circuito 7 (CT7): P23, P24, P25

Circuito 8 (CT8): P35, P36

Por lo tanto, la red de distribución está conformada por 8 centros de transformación (CT) y por 36 postes tanto de medio como de bajo voltaje.

4.1.2.3 Red de media tensión

4.1.2.3.1 Nivel de voltaje

La red monofásica de media tensión existente a la entrada de la vía principal del acceso al sector se encuentra a una tensión 22.86 GRDY/13.2 (kV). Por lo tanto, este será el nivel de voltaje de la red monofásica de media tensión para el presente proyecto.

4.1.2.3.2 Postes

Para la red de media tensión se emplearán postes de PVC de 14 (m) con carga de rotura horizontal de 500 (Kg). Se emplea postes de 14 (m) para ganar altura y evitar cualquier contacto entre los conductores y la vegetación presente en la zona.

4.1.2.3.3 Calibre del conductor

Se empleará un conductor de aleación de aluminio y alma de acero ACSR No. 4 tanto para la fase como para el neutro.

El peso total de este conductor es de 85,31 (Kg/Km), por lo que no hay problema para su utilización en vanos largos como los empleados en el diseño, puesto que como se mencionó anteriormente, los postes de PVC de 14 (m) tienen una carga de rotura horizontal de 500 (Kg), que es una carga muy superior al peso del conductor.

4.1.2.3.4 Estructuras de media tensión

Las estructuras de media tensión empleadas se muestran en el Anexo III.

4.1.2.3.5 Caídas de voltaje

Los cálculos de caídas de voltaje se presentan en el Anexo IV.

4.1.2.4 Red de baja tensión

4.1.2.4.1 Nivel de voltaje

La red de baja tensión es aérea, monofásica a 3 hilos a 220 (V) de tensión de servicio.

4.1.2.4.2 Postes

Para las estructuras de soporte de la red de bajo voltaje se emplearán postes de PVC de 10 (m) con carga de rotura horizontal de 400 (Kg).

4.1.2.4.3 Calibre del conductor

Se empleará un conductor de aleación de aluminio y alma de acero ACSR No. 1/0 tanto para la fase como para el neutro.

4.1.2.4.4 Estructuras de baja tensión

Las estructuras de baja tensión empleadas se muestran en el Anexo III.

4.1.2.4.5 Caídas de voltaje

Los cálculos de caídas de voltaje se presentan en el Anexo V.

4.1.2.5 Alumbrado público

El presente proyecto no contempla la construcción del alumbrado público debido a la poca circulación de personas por las vías de la zona, pero se tuvo presente el colocar una luminaria en los postes que contienen a los transformadores con el fin de facilitar posibles reparaciones en la noche o cuando existe neblina. Además se va colocar una luminaria en los postes más cercanos a las viviendas con el fin de mejorar su estatus de vida dándoles más confort y dignidad a los usuarios.

El tipo de luminaria empleada para este propósito es de vapor de sodio de una potencia 150 (W). Se emplea una luminaria de esta potencia y no una tradicional de 100 (W), puesto que en esta zona por lo general en horas de la tarde y noche cae una neblina muy espesa, por lo que se requiere una mayor iluminación. Cabe señalar además que no existe algún impedimento para usar una luminaria de 150 (W) en el área rural, esto se lo verificó examinando las regulaciones del

CONELEC. Además existen otros proyectos en zonas rurales en las que se han utilizado luminarias de 150 (W) para el alumbrado público.⁴²

Por lo tanto, la demanda individual de cada luminaria tiene un valor de:

$$\text{Demanda luminaria} = 0,15 \text{ (kW)}$$

4.1.2.6 Capacidad de los transformadores

Para establecer la capacidad del transformador de distribución correspondiente a cada uno de los centros de transformación, se determinará la Demanda de Diseño (DD), que depende del número y tipo de usuarios alimentados a partir del mismo. La capacidad del transformador requerida, viene dada por la expresión:

$$kVA_t = DD * \% + DM_e \quad (4.1)$$

Donde:

DD: Demanda de diseño.

(%): Porcentaje de acuerdo al tipo de usuario.

DM_e: Demanda máxima correspondiente a cargas especiales, en caso de existir.

Los porcentajes (%) para los diferentes tipos de usuarios se indican a continuación:

Usuario Tipo	Porcentaje (%)
A y B	90
C	80
D y E	80
Comerciante e Industriales	90

Cuadro 4.3 Porcentajes para los diferentes tipos de usuarios⁴³

⁴² En la comunidad rural Pucay en la Parroquia de Nulti se emplearon luminarias de 150 (W) para el alumbrado público. Fuente: http://www.centrosur.com.ec/?q=obras_pucay.

La demanda máxima correspondiente a cargas especiales (DM_e) en el presente caso corresponde a la demanda de las ordeñadoras mecánicas, que como se determinó en el capítulo II, tienen una demanda individual de 0,79 (kVA).

Por lo tanto, la demanda máxima correspondiente a cargas especiales (DM_e) se la obtiene multiplicando el número de usuarios que requieren de una ordeñadora por la demanda individual de la ordeñadora, es decir:

$$DM_e = \# \text{ de usuarios que requieren ordeñadora} * 0,79 \text{ (kVA)} \quad (4.2)$$

Cabe destacar que solo 10 usuarios harán uso de una ordeñadora, esto se debe tener en cuenta a la hora del dimensionamiento de los transformadores.

Para el cálculo de la demanda de diseño (DD) se empleará la ecuación 2.5 con la que ya se trabajó en el capítulo II, y cuya expresión es:

$$DD = \frac{DMD + DMD_{CI} + D_{AP} + D_{PT}}{FP}$$

Donde:

DD: Demanda de diseño en los bornes secundarios del transformador (kVA).

DMD: Demanda máxima diversificada (kW).

DMD_{CI} : Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción (kW).

D_{AP} : Demanda de alumbrado público (kW).

D_{PT} : Demanda de pérdidas técnicas resistivas (en la red secundaria, en acometidas, en contadores de energía) (kW).

FP: Factor de potencia (0,95).

El valor de la demanda máxima diversificada se lo obtendrá del cuadro 4.4.

⁴³ Sección A-12.06: Ubicación y capacidad de transformadores; "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

Demanda Máxima Diversificada (kW)					
# usuarios	Estrato A	Estrato B	Estrato C	Estrato D	Estrato E
1	4,7	3,4	2,5	1,6	1,1
2	8,3	6,1	4,5	2,8	2
3	10,2	7,4	5,5	3,5	2,5
4	12,1	8,8	6,6	4,2	2,9
5	13,8	10	7,4	4,7	3,3
6	15,7	11,4	8,5	5,4	3,8
7	17,5	12,8	9,5	6	4,2
8	19,6	14,3	10,6	6,7	4,7
9	21,5	15,6	11,6	7,4	5,2
10	23,3	17	12,6	8	5,6

Cuadro 4.4 Demanda Máxima Diversificada (kW)⁴⁴

Para determinar el valor de la demanda máxima diversificada para cocinas de inducción (DMD_{CI}) se hará uso del cuadro 4.5.

# cocinas de inducción	$DMD_{CI}(kW)$
1	1,44
2	2,65
3	3,5
4	3,89
5	3,10

Cuadro 4.5 Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción DMD_{CI} (kW)⁴⁵

Con respecto a la demanda de alumbrado público, esta dependerá del número de luminarias por cada circuito. Como se vio anteriormente, la demanda de cada luminaria es de 0,15 (kW). Por lo tanto, la demanda de alumbrado público es igual al producto del número de luminarias de cada circuito por la demanda individual de la luminaria, es decir:

$$D_{AP} = \# \text{ de luminarias} * 0,15 \text{ (kW)} \quad (4.3)$$

⁴⁴ Tabla 3: Demanda Máxima Diversificada (kW), "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución"; Sección A-11.

⁴⁵ Tabla 3A: Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción; "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución"; Sección A-11.

En lo referente a la demanda de pérdidas técnicas resistivas (D_{PT}), cabe recordar que ésta se calcula multiplicando la demanda máxima diversificada (DMD) por el porcentaje de pérdidas técnicas del 3,6 %, es decir:

$$D_{PT} = DMD * 0,036$$

Una vez definidos los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los transformadores, a continuación se procede con el cálculo de la capacidad de cada transformador de distribución correspondiente a cada uno de los centros de transformación.

4.1.2.6.1 Circuito 1 (CT1)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{CI} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 03 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 1*0,79 (kVA) = 0,79 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,30 + 0,072}{0,95} = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \text{ t}_{CT1} = 5,29 * 0,8 + 0,79$$

$$kVA \text{ t}_{CT1} = 5,02 \text{ kVA}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo da 5 (kVA) se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo. Por lo tanto:

CT1: TRAF0 1 = 15 (kVA)

4.1.2.6.2 Circuito 2 (CT2)

Número de usuarios = 5

DMD = 3,3 (kW)

DMD_{Cl} = 3,1 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 3,3*0,036 = 0,12 (kW)

Fp = 0,95

DM_e = 1*0,79 (kVA) = 0,79 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{3,3 + 3,1 + 0,3 + 0,12}{0,95} = 7,19 \text{ (kVA)}$$

$$\text{kVA } t_{CT2} = 7,19 * 0,8 + 0,79$$

$$\text{kVA } t_{CT2} = 6,54 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 10 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo, aunque aquí se considera poco probable este crecimiento ya que el espacio físico para la construcción de viviendas es reducido. Por lo tanto:

CT2: TRAF0 2 = 15 (kVA)

4.1.2.6.3 Circuito 3 (CT3)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{Cl} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 3*0,15 (kW) = 0,45 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 2*0,79 (kVA) = 1,58 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,45 + 0,072}{0,95} = 5,44 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \ t_{CT3} = 5,44 * 0,8 + 1,58$$

$$kVA \ t_{CT3} = 5,93 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 10 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo. Por lo tanto:

$$CT3: \text{TRAFO } 3 = 15 \text{ (kVA)}$$

4.1.2.6.4 Circuito 4 (CT4)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{Cl} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 0 (kVA) (1 usuario agricultor y 1 usuario piscicultor)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,3 + 0,072}{0,95} = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \ t_{CT4} = 5,29 * 0,8 + 0$$

$$kVA \ t_{CT4} = 4,23 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 5 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo. Por lo tanto:

$$CT4: \text{TRAFO } 4 = 15 \text{ (kVA)}$$

4.1.2.6.5 Circuito 5 (CT5)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{Cl} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 0 (kVA) (2 usuarios piscicultores)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,3 + 0,072}{0,95} = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \ t_{CT5} = 5,29 * 0,8 + 0$$

$$kVA \ t_{CT5} = 4,23 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 5 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo.

CT5: TRAF0 5 = 15 (kVA)

4.1.2.6.6 Circuito 6 (CT6)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{Cl} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 2*0,79 = 1,58 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,3 + 0,072}{0,95} = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \text{ } t_{CT6} = 5,29 * 0,8 + 1,58$$

$$kVA \text{ } t_{CT6} = 5,81 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 10 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo.

CT6: TRAF0 6 = 15 (kVA)

4.1.2.6.7 Circuito 7 (CT7)

Número de usuarios = 2

DMD = 2 (kW)

DMD_{Cl} = 2,65 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 2*0,036 = 0,072 (kW)

F_p = 0,95

DM_e = 1*0,79 = 0,79 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 2,65 + 0,3 + 0,072}{0,95} = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$kVA \text{ } t_{CT7} = 5,29 * 0,8 + 0,79$$

$$kVA \text{ } t_{CT7} = 5,02 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo da 5 (kVA) se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo. Por lo tanto:

$$CT7: \text{TRAFO } 7 = 15 \text{ (kVA)}$$

4.1.2.6.8 Circuito 8 (CT8)

Número de usuarios = 3

DMD = 2,5 (kW)

DMD_{Cl} = 3,5 (kW)

D_{AP} = 2*0,15 (kW) = 0,3 (kW)

D_{PT} = 2,5*0,036 = 0,09 (kW)

Fp = 0,95

DM_e = 3*0,79 = 2,37 (kVA)

(%) = 0,8

Reemplazando:

$$DD = \frac{2 + 3,5 + 0,3 + 0,09}{0,95} = 6,73 \text{ (kVA)}$$

$$\text{kVA } t_{CT8} = 6,73 * 0,8 + 2,37$$

$$\text{kVA } t_{CT8} = 7,75 \text{ (kVA)}$$

Nota: cabe señalar que aunque el cálculo indicaría que se utilice un transformador de 10 (kVA), se colocará un transformador de 15 (kVA) por posibles aumentos de usuarios y porque el costo entre ambos no es significativo.

CT8: TRAF0 8 = 15 (kVA)

4.1.2.7 Dimensionamiento de acometidas

Para dimensionar la acometida, cuando esta va a servir a dos o más usuarios residenciales, se debe usar la siguiente expresión:

$$kVA \text{ acometida} = DD * F + DM_e \quad (4.4)$$

Donde:

DD: Demanda de diseño.

F: Factor que depende del tipo de usuario.

DM_e: Demanda máxima correspondiente a cargas especiales, en caso de existir.

El factor F para los diferentes tipos de usuarios e indican a continuación:

USUARIO TIPO	FACTOR F
A y B	1,7
C	1,4
D y E	1,3

Cuadro 4.6 Factor F para los diferentes tipos de usuarios⁴⁶

Por lo tanto, para el presente proyecto el factor F tiene un valor de:

$$\mathbf{Factor F = 1,3}$$

A continuación se procede con el dimensionamiento de las acometidas para cada uno de los circuitos.

⁴⁶ Sección A-12.06: Ubicación y capacidad de transformadores; "Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes para Distribución", E.E.Q.

4.1.2.7.1 Circuito 1

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 0,79 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _1 = 5,29 * 1,3 + 0,79$$

$$kVA \text{ acometida } _1 = 7,67 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220 (V), 3 hilos.

4.1.2.7.2 Circuito 2

$$DD = 7,19 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 0,79 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _2 = 7,19 * 1,3 + 0,79$$

$$kVA \text{ acometida } _2 = 10,14 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220V, 3 hilos.

4.1.2.7.3 Circuito 3

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 1,58 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _3 = 5,29 * 1,3 + 1,58$$

$$kVA \text{ acometida } _3 = 8,46 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220 (V), 3 hilos.

4.1.2.7.4 Circuito 4

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 0 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _4 = 5,29 * 1,3 + 0$$

$$kVA \text{ acometida } _4 = 6,88 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220V, 3 hilos.

4.1.2.7.5 Circuito 5

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 0 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _5 = 5,29 * 1,3 + 0$$

$$kVA \text{ acometida } _5 = 6,88 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220 (V), 3 hilos.

4.1.2.7.6 Circuito 6

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 1,58 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } _6 = 5,29 * 1,3 + 1,58$$

$$kVA \text{ acometida } _6 = 8,46 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220V, 3 hilos.

4.1.2.7.7 Circuito 7

$$DD = 5,29 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 0,79 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:

$$kVA \text{ acometida } 7 = 5,29 * 1,3 + 0,79$$

$$kVA \text{ acometida } 7 = 7,67 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220 (V), 3 hilos.

4.1.2.7.8 Circuito 8

$$DD = 6,73 \text{ (kVA)}$$

$$F = 1,3$$

$$DM_e = 2,37 \text{ (kVA)}$$

Por lo tanto:








$$kVA \text{ acometida } 4 = 6,73 * 1,3 + 2,37$$

$$kVA \text{ acometida } 4 = 11,12 \text{ (kVA)}$$

Tipo de acometida de 4,51 a 15 (kVA) es recomendable usar un sistema monofásico a 220V, 3 hilos.

4.1.2.8 Esquema del diseño

A continuación se presenta el esquema de la red de distribución por tramos a implementarse en la comunidad San Juan de Quitasol. Previamente se presenta la simbología empleada en las gráficas.

Simbología	
	conductor para red de MV
	conductor para red de BV
	conductor para acometida
	poste de PVC para red de MV
	poste de PVC para red de BV
	transformador
	Luminaria tipo cobra



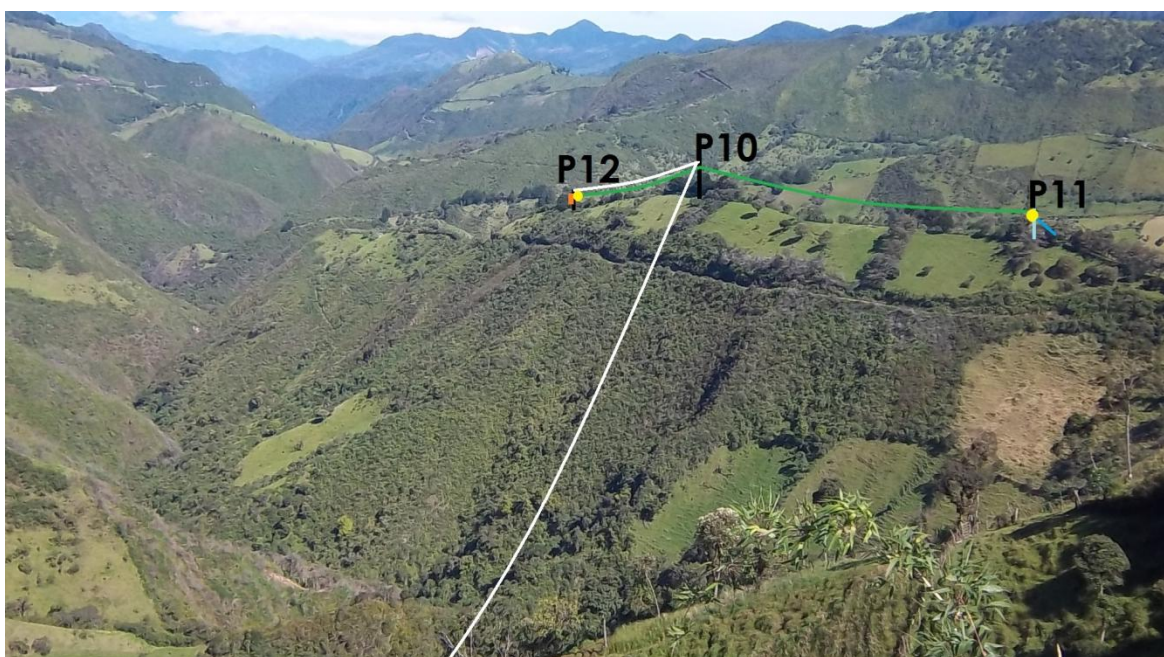
Gráfica 4.4 Vista del primer tramo tanto de la Red de MT como BT



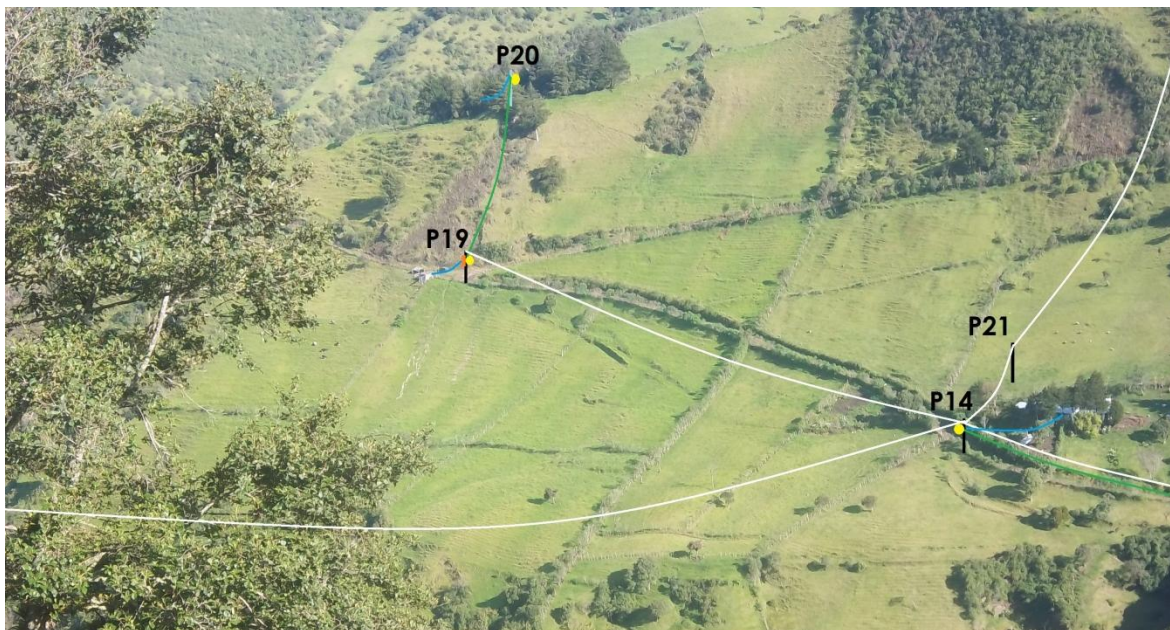
Gráfica 4.5 Vista del segundo tramo tanto de la Red de MT como BT



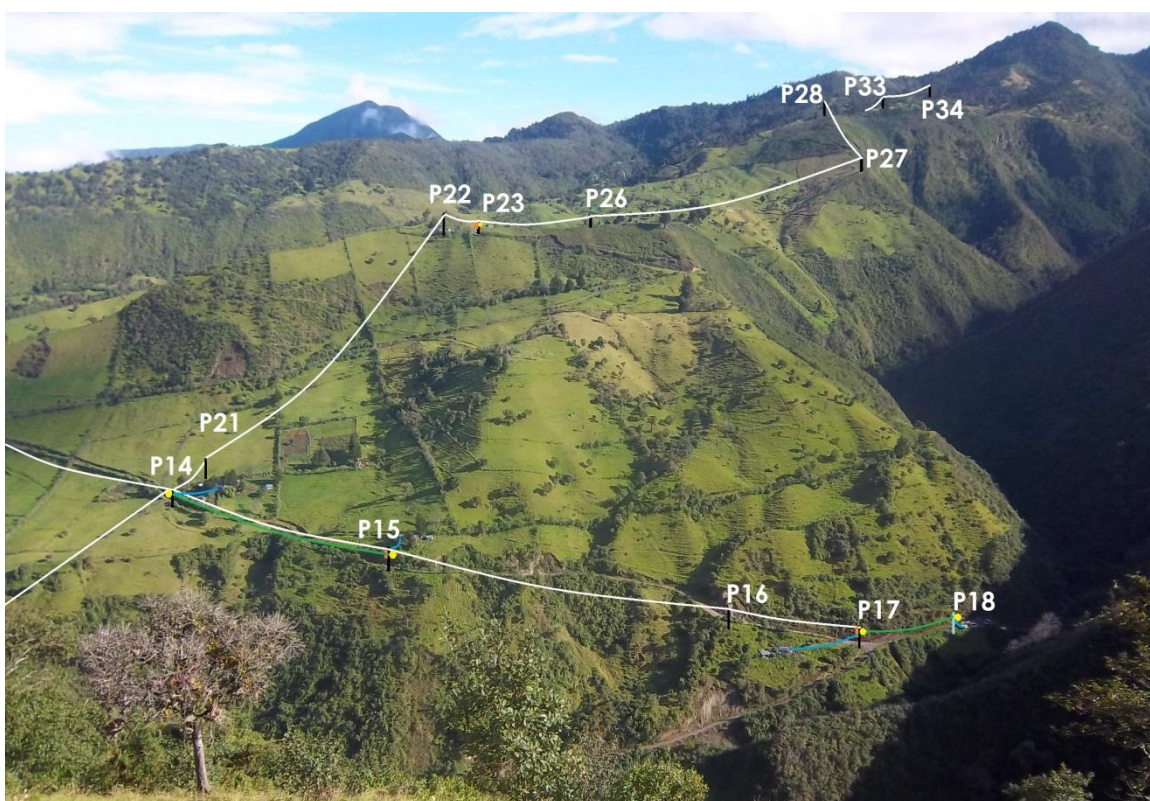
Gráfica 4.6 Vista del tercer tramo tanto de la Red de MT como BT



Gráfica 4.7 Vista del cuarto tramo tanto de la Red de MT como BT



Gráfica 4.8 Vista del quinto tramo tanto de la Red de MT como BT



Gráfica 4.9 Vista del sexto tramo tanto de la Red de MT como BT

Una vez realizado el diseño y dimensionamiento técnico de la extensión de la red de distribución, a continuación se presenta el análisis económico para esta alternativa de electrificación.

4.1.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA EXTENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

El análisis económico y financiero de un proyecto se realiza para orientar la toma de decisión en torno a la pertinencia de ejecutarlo o no. Puesto que la generación de energía es muy importante para el desarrollo y para elevar el nivel de vida de la población, debe considerarse de manera adecuada su rol de soporte productivo que cumple en la economía y la función social que ayuda a desempeñar.

En el presente estudio, para el análisis económico de las tres alternativas de electrificación se empleará el método de análisis beneficio/costo.

4.1.3.1 Método de análisis beneficio/costo

Consiste en comparar todos los beneficios con todos los costos a los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. La regla indica que debe realizarse el proyecto sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Debido a que estos costos y beneficios ocurren en años diferentes, para poder compararlos es necesario actualizarlos a una misma tasa de descuento (o interés) y a un año que normalmente es el primer año del proyecto.

Una vez actualizados los beneficios y los costos, la evaluación se realizará determinando tres indicadores: el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costo (B/C), y la tasa interna de retorno (TIR).

4.1.3.1.1 Valor actual neto (VAN)

Es la diferencia de la suma total de los beneficios actualizados, menos la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento i .

La regla de decisión señala que el proyecto será rentable si el valor actual del flujo de beneficios netos que genera es positivo, descontando estos flujos a la tasa de descuento (o interés) pertinente para la persona o grupo que realiza el proyecto.

4.1.3.1.2 Relación beneficio-costo (B/C)

Es el cociente entre el valor actual de todos los beneficios dividido para el valor actual de todos los costos, a una misma tasa de descuento i .

Si este cociente es mayor que 1, significa que para la tasa de descuento i , los beneficios son mayores que los costos, y si es menor que 1, los costos son mayores que los beneficios. La regla señala que debe realizarse el proyecto sólo si la relación de beneficios a costos es mayor que la unidad.

4.1.3.1.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento (o interés) que hace que la suma de todos los beneficios sea igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento.

Se deduce que si los costos son iguales a los beneficios, el proyecto sólo cubrirá sus costos y no dejará ninguna utilidad monetaria. En este caso, el VAN es igual a cero, y la relación B/C igual a uno. La regla de decisión señala que es conveniente realizar el proyecto cuando la tasa de descuento (o interés) es menor que la tasa interna de retorno.

4.1.3.1.4 Viabilidad económica

La viabilidad económica del proyecto se determina en base a los resultados de los indicadores económicos. El criterio para evaluar dichos indicadores es el siguiente:

VAN		TIR		B/C	
Resultado	Condición	Resultado	Condición	Resultado	Condición
> 0	Viable	> tasa de descuento	Viable	> 1	Beneficioso
< 0	No viable	< tasa de descuento	No viable	< 1	No cubre costos
= 0	Indiferente	= tasa de descuento	Indiferente	= 1	Indiferente

Cuadro 4.7 Criterios para evaluar los indicadores económicos

Una vez establecido el método de análisis económico que se empleará, a continuación se presenta el análisis económico para la primera alternativa de electrificación en base a la extensión de la red.

4.1.3.2 Análisis económico para el caso en estudio

Para el análisis económico de esta alternativa de electrificación, se utilizará la tabla de Excel “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INVERSIONES - EEQ”, la cual es utilizada por la Empresa Eléctrica Quito para la evaluación económica de los proyectos.

4.1.3.3 Evaluación Económica de Inversiones – E.E.Q.

La Evaluación Económica de Inversiones de la E.E.Q. utiliza el método de análisis beneficio/costo. Los rubros que considera este análisis se dividen en dos grupos:

- Inversiones + Costos
- Ingresos

4.1.3.3.1 Determinación de las Inversiones + Costos

Dentro de este grupo se encuentran:

- Costo de inversión
- Costo de reposición y mantenimiento
- Costo de energía de alumbrado público

- **Costo de inversión**

Una vez diseñada la red de distribución en el programa DISREQ, se procede a la obtención del presupuesto total del proyecto.

Para esto se hace uso en primera instancia del documento de Excel “HOMOLOGACIÓN – EEQ”, que a su vez utiliza los datos generados por el programa DISREQ.

Posteriormente se utiliza el documento de Excel “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INVERSIONES - EEQ”, para obtener los valores de los rubros de inversión y el presupuesto total del proyecto.

Para el presente caso, los valores obtenidos son los siguientes:

Ítem	Rubro	Valor (US\$)
1	Materiales	80.836,15
2	Mano de obra	16.462,02
3	Administración, ingeniería y estudios	12.384,51
4	Varios	0,00
5	Acometidas y medidores, equipos y materiales	4.438,89
6	Acometidas y medidores, mano de obra	1.467,19
	TOTAL	115.588,77

Cuadro 4.8 Rubros de inversión y presupuesto total del proyecto⁴⁷

Por lo tanto, el costo de inversión del proyecto es de:

$$\text{Costo de Inversión} = \text{US\$ } 115.588,77$$

⁴⁷ Nota: I.V.A. del 12% incluido en rubros Materiales y Mano de Obra

- **Costo de reposición y mantenimiento**

El costo anual de reposición y mantenimiento de la red eléctrica representa el 9% de la inversión inicial, es decir:

$$\begin{aligned} \text{Costo reposición y mantenimiento} &= 115.588,77 * 9\% \\ \text{Costo reposición y mantenimiento} &= \text{US\$ } 10.402,99 \end{aligned}$$

- **Costo de energía de alumbrado público**

Cabe destacar que para el presente proyecto no se considera la implementación de alumbrado público. Sin embargo, en el diseño de la red, se ha determinado que es conveniente utilizar luminarias en los postes en los que se encuentran los transformadores y en aquellos postes que se encuentran cerca de las viviendas.

Por esta razón, para el presente caso, el costo de energía de alumbrado público corresponderá al costo de energía de estas luminarias.

El costo de energía de alumbrado público es el producto de los siguientes parámetros:

- Consumo mensual de la luminaria (kWh/mes).
- Número de luminarias.
- Precio por kWh de alumbrado público.
- Número de meses de uso al año (12 meses).

El valor de cada parámetro se muestra a continuación:

- *Consumo mensual de la luminaria (kWh/mes)*: Se lo determina mediante la siguiente expresión:

$$\text{Consumo mensual luminaria} = \text{Potencia luminaria} * 12 \text{ horas} * 30 \text{ días}$$

Como se estableció en el diseño de la red, la potencia de las luminarias empleadas es de 0,15 (kW).

Por lo tanto, el consumo mensual de cada luminaria es de:

$$\begin{aligned} \text{Consumo mensual luminaria} &= 0,15 * 12 * 30 \\ \text{Consumo mensual luminaria} &= 54,0 \text{ (kWh/mes)} \end{aligned}$$

- *Número de luminarias:* Para el presente caso se emplearon 17 luminarias, por lo tanto:

$$\text{Número de luminarias} = 17$$

- *Precio por kWh de alumbrado público:* El precio establecido por la E.E.Q. para cada kWh de alumbrado público tiene el siguiente valor:

$$\text{Precio por kWh (A/P)} = \text{US\$ } 0,089$$

Por lo tanto, el costo anual de energía de alumbrado público tiene un valor de:

$$\begin{aligned} \text{Costo de energía (A/P)} &= 54 * 17 * 0,089 * 12 \\ \text{Costo de energía (A/P)} &= \text{US\$ } 980,42 \end{aligned}$$

4.1.3.3.2 Determinación de los Ingresos

Dentro de este grupo se encuentran:

- Ingreso por venta de energía incorporada
- Ingreso por tasa de alumbrado público
- Ingreso por beneficio social

- **Ingreso por venta de energía incorporada**

El ingreso anual por venta de energía incorporada es el producto de los siguientes parámetros:

- Consumo mensual promedio por usuario (kWh/mes).
- Número de usuarios.
- Precio del kWh.
- Número de meses al año (12 meses).

El valor de cada parámetro se muestra a continuación:

- *Consumo mensual promedio por usuario (kWh/mes)*: Dado que los usuarios de la comunidad San Juan de Quitasol pertenecen al estrato de consumo tipo E, les corresponde un consumo mensual de:

$$\text{Consumo mensual por usuario} = 100 \text{ (kWh/mes)}$$

- *Número de usuarios*: Actualmente el número de usuarios es de 20. Este número de usuarios se incrementará cada año de acuerdo a la tasa de crecimiento establecido por la E.E.Q. Esta tasa de crecimiento considera el número de lotes y las viviendas sin servicio. De acuerdo a esta tasa de crecimiento, en cada año se incrementa un usuario, así al término de la vida útil del proyecto (20 años), el número total de usuarios será de 40.
- *Precio del kWh*: Con respecto al precio por kWh, este tendrá el valor indicado en el Pliego Tarifario Vigente de la E.E.Q. correspondiente al período de consumo del 01 al 30 de Septiembre de 2014⁴⁸, cuyos datos más relevantes se muestran a continuación:

⁴⁸ Fuente: <http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/pliego-tarifario>

TARIFAS BAJA Y MEDIA TENSIÓN SECTOR RESIDENCIAL		
Rango de consumo mensual (kWh)	Cargos Tarifarios (US\$)	Descripción
0 - 50	0,0784	Por cada kWh de consumo en el mes
51 - 100	0,0814	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
101 - 150	0,0834	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
151 - 200	0,0904	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
201 - 250	0,0974	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo

Cuadro 4.9 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial.

Fuente: Pliego Tarifario de la E.E.Q.

Puesto que el consumo mensual por usuario para esta alternativa de electrificación es de 100 (kWh/mes), entonces el precio por kWh que será utilizado para el análisis económico es el siguiente:

$$\text{Precio por kWh} = \frac{0,0784 + 0,0814}{2}$$

$$\text{Precio por kWh} = \text{US\$ } 0,0799$$

- **Ingreso por tasa de alumbrado público**

Aunque se van a colocar luminarias en los postes en los que se encuentran los transformadores y en aquellos postes que se encuentran cerca de las viviendas, estas luminarias no pueden ser consideradas como una fuente de ingreso por tasa de alumbrado público. Es por esta razón que para el análisis económico de esta alternativa de electrificación no se considera este ingreso.

- **Ingreso por beneficio social**

Por lo general, los proyectos de electrificación mediante redes de distribución de la E.E.Q. no son rentables económicamente por sí solos. Por esta razón, con la finalidad de mejorar las condiciones económicas de los proyectos, la E.E.Q. considera un ingreso adicional por beneficio social.

El ingreso por beneficio social es igual al producto de los siguientes parámetros:

- Ingreso por beneficio social por cada usuario (US\$/kwh).
- Porcentaje de distribución del beneficio social (%).
- Consumo mensual por usuario (kWh/mes).
- Número de usuarios por cada año.
- Número de meses al año (12).

El valor de cada parámetro se muestra a continuación:

- *Ingreso por beneficio social por cada usuario*: La E.E.Q ha establecido un valor para este ingreso de:

$$\text{Ingreso por beneficio social por cada usuario} = 1,40 \text{ (US\$/kWh)}$$

- *Porcentaje de distribución del beneficio social*: Se ha establecido un valor para este parámetro de:

$$\text{Porcentaje de distribución del beneficio social} = 50\%$$

Los restantes tres parámetros ya fueron definidos anteriormente.

Una vez establecidos los costos y los ingresos del proyecto, a continuación se presenta la evaluación económica del proyecto.

4.1.3.3 Evaluación económica del proyecto

Como se mencionó anteriormente, la Evaluación Económica de Inversiones de la E.E.Q. utiliza el método de análisis beneficio/costo. Por esta razón, en este análisis se determinan tres indicadores económicos: el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costo (B/C) y la tasa interna de retorno (TIR).

Los resultados de la evaluación económica del proyecto son los siguientes:

AÑO	INVERSIONES + COSTOS (USD)					INGRESOS (USD)								DIFERENCIA INGRESOS COSTOS INCLUYENDO SOCIALES	NÚMERO DE USUARIOS NUEVOS
	COSTO 1 INVERSION [A]	COSTO 2 REPOSIC. Y MANTENIM. [B]	COSTO 3 ENERGÍA A.LUMBR PÚBLICO [C]	OTROS COSTOS [D]	TOTAL COSTOS [A+B+C+D]	INGRESOS VENTA ENERGÍA INCORPORADA [H]	INGRESO 2 TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO [I]	INGRESO 3 REDUCCION PERDIDAS TÉCNICAS [J]	OTROS INGRESOS [K]	APORTES DE TERCEROS [L]	TOTAL INGRESOS [H+I+J+K+L]	DIFERENCIA INGRESOS COSTOS	BENEFICIOS SOCIALES		
0	115.588,7		0,00	0,00	115.588,77		0,00		0,00	0,00	0,00	-115.588,77		-115.588,77	
1		10.402,99	980,42		11.383,41	1.917,60	0,00			0,00	1.917,60	-9.465,81	16.800,00	7.334,19	20
2		10.402,99	980,42		11.383,41	2.018,53	0,00			0,00	2.018,53	-9.364,89	17.684,21	8.319,32	21
3		10.402,99	980,42		11.383,41	2.119,45	0,00			0,00	2.119,45	-9.263,96	18.568,42	9.304,46	22
4		10.402,99	980,42		11.383,41	2.220,38	0,00			0,00	2.220,38	-9.163,03	19.452,63	10.289,60	23
5		10.402,99	980,42		11.383,41	2.321,31	0,00			0,00	2.321,31	-9.062,11	20.336,84	11.274,73	24
6		10.402,99	980,42		11.383,41	2.422,23	0,00			0,00	2.422,23	-8.961,18	21.221,05	12.259,87	25
7		10.402,99	980,42		11.383,41	2.523,16	0,00			0,00	2.523,16	-8.860,26	22.105,26	13.245,01	26
8		10.402,99	980,42		11.383,41	2.624,08	0,00			0,00	2.624,08	-8.759,33	22.989,47	14.230,14	27
9		10.402,99	980,42		11.383,41	2.725,01	0,00			0,00	2.725,01	-8.658,40	23.873,68	15.215,28	28
10		10.402,99	980,42		11.383,41	2.825,94	0,00			0,00	2.825,94	-8.557,48	24.757,89	16.200,42	29
11		10.402,99	980,42		11.383,41	2.926,86	0,00			0,00	2.926,86	-8.456,55	25.642,11	17.185,56	31
12		10.402,99	980,42		11.383,41	3.027,79	0,00			0,00	3.027,79	-8.355,62	26.526,32	18.170,69	32
13		10.402,99	980,42		11.383,41	3.128,72	0,00			0,00	3.128,72	-8.254,70	27.410,53	19.155,83	33
14		10.402,99	980,42		11.383,41	3.229,64	0,00			0,00	3.229,64	-8.153,77	28.294,74	20.140,97	34
15		10.402,99	980,42		11.383,41	3.330,57	0,00			0,00	3.330,57	-8.052,84	29.178,95	21.126,10	35
16		10.402,99	980,42		11.383,41	3.431,49	0,00			0,00	3.431,49	-7.951,92	30.063,16	22.111,24	36
17		10.402,99	980,42		11.383,41	3.532,42	0,00			0,00	3.532,42	-7.850,99	30.947,37	23.096,38	37
18		10.402,99	980,42		11.383,41	3.633,35	0,00			0,00	3.633,35	-7.750,07	31.831,58	24.081,51	38
19		10.402,99	980,42		11.383,41	3.734,27	0,00			0,00	3.734,27	-7.649,14	32.715,79	25.066,65	39
20		10.402,99	980,42		11.383,41	3.835,20	0,00			0,00	3.835,20	-7.548,21	33.600,00	26.051,79	40
VAN	115.589	77.705	7.323	0	200.617	18.862	0	0	0	0	18.862	-181.755	165.247	-16.507	

Cuadro 4.10 Flujo de caja interno.

INDICADOR ECONÓMICO	SIN BENEFICIO SOCIAL		CON BENEFICIO SOCIAL	
	Valor Actual Neto (VAN)	- 181.755	No viable (VAN < 0)	- 16.507,26
Tasa Interna de Retorno (TIR)	–	–	10,14%	No viable (TIR < 12%)
Relación Beneficio/Costo (B/C)	0,09	No cubre costos (B/C < 1)	0,92	No cubre costos (B/C < 1)

Cuadro 4.11 Indicadores económicos para una tasa de descuento del 12%.

Cabe destacar que la evaluación económica se la hizo para una tasa de descuento del 12%, que es la tasa de descuento que recomienda utilizar la SENPLADES para proyectos.

Como se puede apreciar en el cuadro 4.11, los resultados de los indicadores económicos señalan que el proyecto, tal como se ha analizado hasta el momento, no es viable económicamente, ni aún con la inclusión del ingreso por beneficio social.

Para encontrar alternativas que permitan mejorar las condiciones económicas del proyecto, a continuación se realiza un análisis de sensibilidad.

4.1.3.4 Análisis de sensibilidad

Mediante el análisis de sensibilidad se trata de investigar los efectos que sobre el proyecto tendrían algunos cambios en las premisas establecidas sobre costos, ingresos y variables como la tasa de descuento o la duración del proyecto.

Para el presente caso, se va a analizar el efecto que tiene en las condiciones económicas del proyecto, una disminución de la tasa de descuento.

Para esto, es necesario establecer una tasa de descuento mínima con la que se pueda considerar que el proyecto puede ser rentable económicamente.

Es necesario entonces, establecer un valor referencial para la tasa de interés activa del mercado. Para esto, se recurre a los valores de los indicadores económicos establecidos por el Banco Central del Ecuador.

Según estos indicadores, para el Período Septiembre 2014, la tasa de interés activa referencial tiene un valor de:

$$\textit{Tasa de interés activa referencial} = 7,86\%$$

En base a este resultado, se puede establecer que una tasa de descuento mínima del 8% permitiría que el proyecto sea rentable económicamente.

En el cuadro 4.12 se muestran los valores que toman los indicadores económicos para diferentes tasas de descuento.

Tasa de descuento	INDICADORES ECONÓMICOS			Factibilidad
	VAN	TIR	B/C	
8%	24.482,26	10,14%	1,11	Viable
9%	12.220,47	10,14%	1,06	Viable
10%	1.434,69	10,14%	1,01	Viable
11%	-8.082,77	10,14%	0,96	No viable
12%	-16.507,26	10,14%	0,92	No viable

Cuadro 4.12 Valores de los indicadores económicos para diferentes tasas de descuento

Cabe destacar que en el cuadro 4.12 no se toman en cuenta las tasas de descuento menores a la tasa de interés activa referencial (7,86 %), puesto que con estas tasas sería difícil alcanzar una rentabilidad económica para el proyecto.

De las cinco tasas de descuento tomadas en cuenta para el análisis, sólo tres, 8%, 9% y 10%, permiten la viabilidad económica del proyecto.

De estas tres tasas de descuento, se elige la mayor (10%) puesto que permite la viabilidad del proyecto incluso con un incremento de la tasa de interés activa referencial (7,86%).

Por lo tanto, el valor de los parámetros económicos con los que se alcanza la rentabilidad económica del proyecto son:

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
10%	0,0799	7,99	1.434,69	10,14%	1,01

Cuadro 4.13 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base a la extensión de la red.

El flujo de caja con los parámetros económicos finales se muestra en el cuadro 4.14.

Una vez que se ha realizado el análisis técnico-económico para la primera alternativa de electrificación, a continuación se procede con el análisis de la segunda alternativa, la misma que hace uso de sistemas solares fotovoltaicos.

AÑO	INVERSIONES + COSTOS (USD)						INGRESOS (USD)						DIFERENCIA INGRESOS COSTOS INCLUYENDO SOCIALES	NÚMERO DE USUARIOS NUEVOS	
	COSTO 1 INVERSION [A]	COSTO 2 REPOSIC. Y MANTENIM. [B]	COSTO 3 ENERGÍA A LUMBR PÚBLICO [C]	OTROS COSTOS [D]	TOTAL COSTOS [A+B+C+D]	INGRESOS VENTA ENERGÍA INCORPORADA [H]	INGRESO 2 TASA DE ALUMBRADO PÚBLICO [I]	INGRESO 3 REDUCCIÓN PÉRDIDAS TÉCNICAS [J]	OTROS INGRESOS [K]	APORTES DE TERCEROS [L]	TOTAL INGRESOS [H+I+J+K+L]	DIFERENCIA INGRESOS COSTOS			BENEFICIOS SOCIALES
0	115.588,7		0,00	0,00	115.588,77		0,00		0,00	0,00	0,00	-115.588,77		-115.588,77	
1		10.402,99	980,42		11.383,41	1.917,60	0,00			0,00	1.917,60	-9.465,81	16.800,00	7.334,19	20
2		10.402,99	980,42		11.383,41	2.018,53	0,00			0,00	2.018,53	-9.364,89	17.684,21	8.319,32	21
3		10.402,99	980,42		11.383,41	2.119,45	0,00			0,00	2.119,45	-9.263,96	18.568,42	9.304,46	22
4		10.402,99	980,42		11.383,41	2.220,38	0,00			0,00	2.220,38	-9.163,03	19.452,63	10.289,60	23
5		10.402,99	980,42		11.383,41	2.321,31	0,00			0,00	2.321,31	-9.062,11	20.336,84	11.274,73	24
6		10.402,99	980,42		11.383,41	2.422,23	0,00			0,00	2.422,23	-8.961,18	21.221,05	12.259,87	25
7		10.402,99	980,42		11.383,41	2.523,16	0,00			0,00	2.523,16	-8.860,26	22.105,26	13.245,01	26
8		10.402,99	980,42		11.383,41	2.624,08	0,00			0,00	2.624,08	-8.759,33	22.989,47	14.230,14	27
9		10.402,99	980,42		11.383,41	2.725,01	0,00			0,00	2.725,01	-8.658,40	23.873,68	15.215,28	28
10		10.402,99	980,42		11.383,41	2.825,94	0,00			0,00	2.825,94	-8.557,48	24.757,89	16.200,42	29
11		10.402,99	980,42		11.383,41	2.926,86	0,00			0,00	2.926,86	-8.456,55	25.642,11	17.185,56	31
12		10.402,99	980,42		11.383,41	3.027,79	0,00			0,00	3.027,79	-8.355,62	26.526,32	18.170,69	32
13		10.402,99	980,42		11.383,41	3.128,72	0,00			0,00	3.128,72	-8.254,70	27.410,53	19.155,83	33
14		10.402,99	980,42		11.383,41	3.229,64	0,00			0,00	3.229,64	-8.153,77	28.294,74	20.140,97	34
15		10.402,99	980,42		11.383,41	3.330,57	0,00			0,00	3.330,57	-8.052,84	29.178,95	21.126,10	35
16		10.402,99	980,42		11.383,41	3.431,49	0,00			0,00	3.431,49	-7.951,92	30.063,16	22.111,24	36
17		10.402,99	980,42		11.383,41	3.532,42	0,00			0,00	3.532,42	-7.850,99	30.947,37	23.096,38	37
18		10.402,99	980,42		11.383,41	3.633,35	0,00			0,00	3.633,35	-7.750,07	31.831,58	24.081,51	38
19		10.402,99	980,42		11.383,41	3.734,27	0,00			0,00	3.734,27	-7.649,14	32.715,79	25.066,65	39
20		10.402,99	980,42		11.383,41	3.835,20	0,00			0,00	3.835,20	-7.548,21	33.600,00	26.051,79	40
VAN	115.589	88.567	8.347	0	212.502	21.918	0	0	0	0	21.918	-190.585	192.019	1.435	

Cuadro 4.14 Flujo de caja interno con los parámetros económicos definitivos.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

4.2.1 ELECCIÓN DEL TIPO DE SISTEMA

Debido a que las viviendas de la comunidad San Juan de Quitasol se encuentran muy alejadas entre sí, y debido también a que el número de usuarios es reducido, para la presente alternativa de electrificación se ha establecido que lo más adecuado es el uso de sistemas solares fotovoltaicos individuales, y por consiguiente sistemas aislados de la red.

4.2.2 DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

4.2.2.1 Procedimiento

El diseño del sistema fotovoltaico se lo realiza en 4 pasos:

1. Se estima el consumo medio de energía al día.
2. Se estima el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador a partir del rendimiento energético aproximado de la instalación.
3. Se calcula la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades.
4. Se elige el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida.

4.2.2.1.1 Estimación del consumo diario de energía

El objeto de este apartado es estimar el valor de $E_D = \text{Energía media diaria consumida por el sistema (Wh/día)}$.

Se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- a. El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (inversor, regulador, etc.).
- b. El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, etc.).

Con respecto al primer aspecto, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, señala lo siguiente:

- **Inversor:** El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).⁴⁹

- **Regulador de carga:** Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.⁵⁰

⁴⁹ Numerales 5.6.9 y 5.6.10 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

⁵⁰ Numeral 5.5.9 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

Con respecto al segundo aspecto, en el capítulo II del presente proyecto de tesis, se determinó la demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol para tres categorías de consumo:

- Consumo residencial o doméstico
- Consumo en la casa comunal
- Consumo en la iglesia

A continuación se presentan los cuadros de carga así como el cálculo de la energía media diaria consumida por el sistema (E_D) para cada categoría de consumo.

- **Consumo residencial o doméstico**

El cuadro de carga para esta categoría de consumo es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	* HORAS UTILIZADAS (h)		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DIAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				AM	PM				
foco ambiente 1	1	20	0,02	1	5	6	0,12	30	3,6
foco ambiente 2	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
foco ambiente 3	1	20	0,02	0,5	0,5	1	0,02	30	0,6
televisor	1	35	0,035	0	5	5	0,175	30	5,25
DVD	1	10	0,01	0	5	5	0,05	30	1,5
radio	1	15	0,015	5	2	7	0,105	30	3,15
refrigeradora	1	88,5	0,0885				0,758333	30	22,75
licuadora	1	200	0,2	0,1	0,1	0,2	0,04	30	1,2
cargador celular	1	3,1	0,0031	1	1	2	0,0062	30	0,186
TOTAL							1,294533		38,836

Cuadro 4.15 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo residencial)

En el cuadro 4.15 se presentan los valores de consumo diario (kWh/día) y consumo mensual (kWh/mes) por usuario.

Para el diseño del sistema fotovoltaico, se toma en cuenta el valor del consumo diario en Wh/día, es decir:

$$\text{Consumo diario (residencial)} = 1294,53 \text{ (Wh/día)}.$$

Autoconsumo de los equipos:

- **Inversor:** Para estimar el autoconsumo del inversor se toma el límite máximo permitido por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, es decir el 5% del consumo diario de energía. Por lo tanto:

$$\text{Autoconsumo del inversor} = 0,05 * 1294,53 \text{ (Wh/día)}$$

$$\text{Autoconsumo del inversor} = 64,73 \text{ (Wh/día)}$$

- **Regulador de carga:** Para estimar el autoconsumo del regulador de carga se toma el límite máximo permitido por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, es decir el 3% del consumo diario de energía. Cabe destacar que para ser más exactos, junto con el consumo diario de energía se toma también el autoconsumo del inversor. Por lo tanto:

$$\text{Autoconsumo del regulador de carga} = 0,03 * (1294,53 + 64,73) \text{ (Wh/día)}$$

$$\text{Autoconsumo del regulador de carga} = 40,78 \text{ (Wh/día)}$$

Por lo tanto el autoconsumo de los equipos es:

$$\text{Autoconsumo equipos} = \text{Autoconsumo inversor} + \text{Autoconsumo regulador}$$

$$\text{Autoconsumo equipos} = 64,73 \text{ (Wh/día)} + 40,78 \text{ (Wh/día)}$$

$$\text{Autoconsumo equipos} = 105,51 \text{ (Wh/día)}$$

Una vez estimado el valor del autoconsumo de los equipos, se procede a calcular el valor de la energía media diaria consumida por el sistema. Este valor se lo determina de la siguiente manera:

E_D = autoconsumo de los equipos + consumo diario de las cargas (residencial)

$E_D = 105,51 \text{ (Wh/día)} + 1294,53 \text{ (Wh/día)}$.

$E_D = 1400,04 \text{ (Wh/día)}$

- **Consumo en la casa comunal**

El cuadro de carga correspondiente a esta categoría de consumo es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A	B	*		C	D	E	F
				HORAS UTILIZADAS (h)					
				AM	PM				
POTENCIA (W)	POTENCIA (kW)	h/día	CONSUMO DIARIO (kWh/día)	DIAS DE USO AL MES (días/mes)	CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)				
lámpara sencilla 1	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 2	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 3	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
lámpara sencilla 4	1	40	0,04	0	4	4	0,16	5	0,8
equipo de audio	1	50	0,05	0	2	2	0,1	5	0,5
TOTAL							0,74		3,7

Cuadro 4.16 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo de la casa comunal)

De acuerdo al cuadro 4.16 el consumo diario de las cargas de la casa comunal es:

Consumo diario (casa comunal) = 740 (Wh/día).

Autoconsumo de los equipos:

El autoconsumo del regulador de carga así como del inversor, se lo estimará tal como se hizo para el consumo residencial. Es decir:

Autoconsumo del inversor = 5% * consumo diario (casa comunal)

Autoconsumo del inversor = 0,05 * 740 (Wh/día)

Autoconsumo del inversor = 37 (Wh/día)

Autoconsumo del regulador de carga = 3% * (consumo diario + autoconsumo inv.)

Autoconsumo del regulador de carga = 0,03 * (740 + 37) (Wh/día)

Autoconsumo del regulador de carga = 23,31 (Wh/día)

Por lo tanto el autoconsumo de los equipos es:

Autoconsumo equipos = Autoconsumo inversor + Autoconsumo regulador

Autoconsumo equipos = 37 (Wh/día) + 23,31 (Wh/día)

Autoconsumo equipos = 60,31(Wh/día)

El valor de la energía media diaria consumida por este sistema es el siguiente:

E_D = autoconsumo de los equipos + consumo diario de las cargas (residencial)

E_D = 60,31 (Wh/día) + 740 (Wh/día).

E_D = 800,31 (Wh/día)

- **Consumo en la iglesia**

El cuadro de carga correspondiente a esta categoría de consumo es el siguiente:

ARTEFACTO	N°	A POTENCIA (W)	B POTENCIA (kW)	* HORAS UTILIZADAS (h)		C h/día	D CONSUMO DIARIO (kWh/día)	E DIAS DE USO AL MES (días/mes)	F CONSUMO MENSUAL (kWh/mes/usuario)
				AM	PM				
lámpara sencilla 1	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 2	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 3	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
lámpara sencilla 4	1	40	0,04	0	4	4	0,16	12	1,92
equipo de audio	1	50	0,05	0	2	2	0,1	12	1,2
TOTAL							0,74		8,88

Cuadro 4.17 Cuadro de carga con artefactos eficientes (Consumo de la iglesia)

De acuerdo al cuadro 4.17 el consumo diario de las cargas de la iglesia es:

$$\text{Consumo diario (iglesia)} = 740 \text{ (Wh/día)}.$$

Se puede apreciar que el valor del consumo diario de la iglesia coincide con el valor del consumo diario de la casa comunal. Por lo tanto, el valor de la energía media diaria consumida en la iglesia será igual al valor de la energía media diaria consumida en la casa comunal, es decir:

$$E_D = 800,31 \text{ (Wh/día)}$$

Esto implica que se realizará un solo dimensionamiento del sistema fotovoltaico que servirá tanto para la casa comunal como para la iglesia.

Por lo tanto se realizarán dos dimensionamientos del sistema fotovoltaico, uno para el consumo residencial y otro que servirá tanto para la casa comunal como para la iglesia.

Los siguientes numerales 4.2.2.1.2 y 4.2.2.1.3 son comunes para los dos diseños, por lo que los resultados obtenidos en los mismos, servirán tanto para el consumo residencial como para el consumo de la casa comunal o iglesia.

4.2.2.1.2 *Estimación del valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador a partir del rendimiento energético aproximado de la instalación*

Se va a calcular $G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²-día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

La expresión empleada para el cálculo es la siguiente:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm0} * K * FI * FS \quad (4.5)$$

Donde:

α : Ángulo de azimut

β : Ángulo de inclinación

$G_{dm}(0)$: Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m²·día).

FI : Factor de irradiación

FS : Factor de sombreado

A continuación se presentan los valores típicos así como las expresiones para el cálculo de los parámetros anteriores:

- **α : Ángulo de azimut**

$\alpha = 0^\circ$ para módulos orientados al sur en países del hemisferio norte.

$\alpha = 180^\circ$ para módulos orientados al norte en países del hemisferio sur.

Puesto que la zona del presente proyecto se encuentra en el hemisferio sur, el ángulo de azimut tiene un valor de:

$$\alpha = 180^\circ$$

- **β : Ángulo de inclinación**

Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

Puesto que la zona del proyecto se encuentra en el Ecuador (latitud $\approx 0^\circ$), el ángulo de inclinación óptimo sería 0° , para que los rayos solares caigan perpendicularmente en la superficie del panel solar. Sin embargo, es recomendable que la inclinación del panel solar tenga un valor mínimo de 15° para evitar la acumulación de polvo y/o humedad.

Por lo tanto, para el presente proyecto el ángulo de inclinación tendrá un valor de:

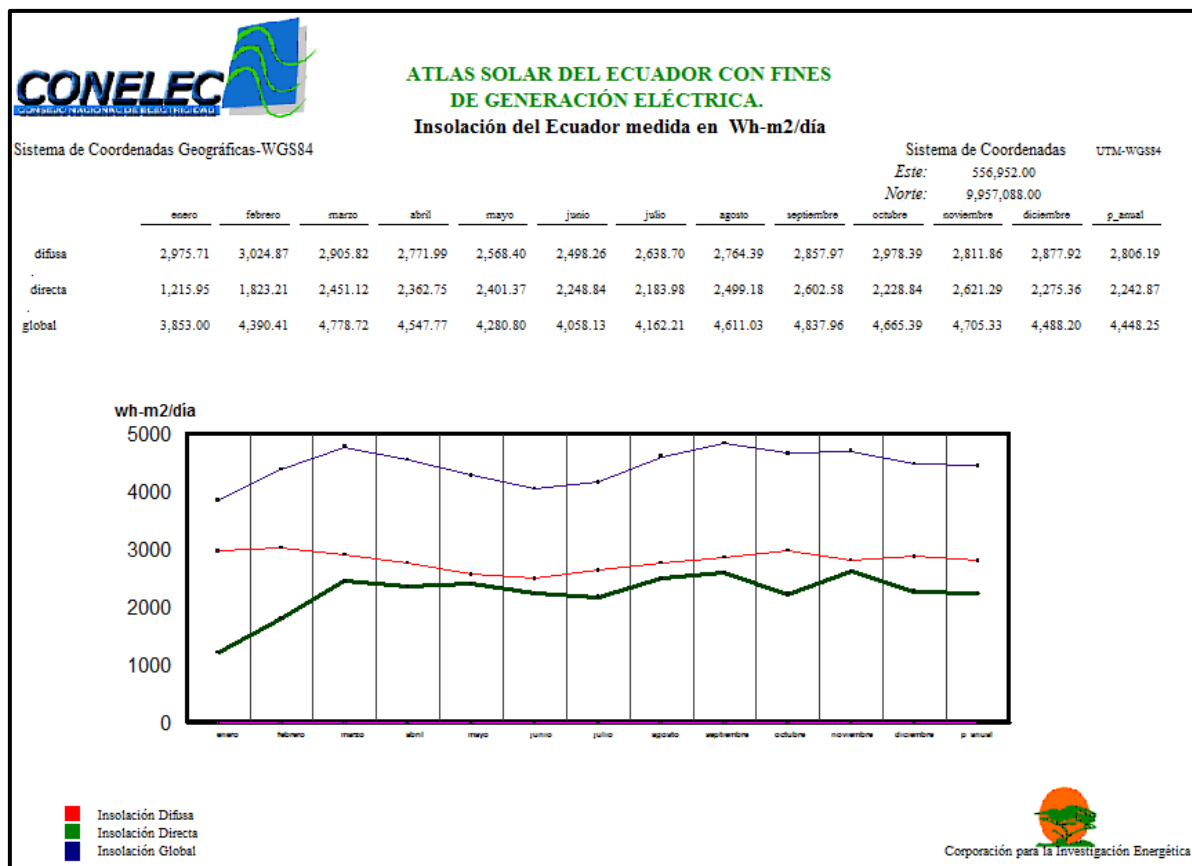
$$\beta = 15^\circ$$

- $G_{dm}(0)$

Se suele obtener a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- NASA
- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

Para el caso del presente proyecto, este valor se lo obtendrá a partir del atlas solar publicado por el CONELEC. De acuerdo a esta fuente, las medidas de radiación para la zona del proyecto son las siguientes:



Gráfica 4.10 Insolación de la zona del proyecto. Fuente: CONELEC

Insolación del Ecuador medida en Wh-m ² /día							
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Difusa	2,975.71	3,024.87	2,905.82	2,771.99	2,568.40	2,498.26	2,638.70
Directa	1,215.95	1,823.21	2,451.12	2,362.75	2,401.37	2,248.84	2,183.98
Global	3,853.00	4,390.41	4,778.72	4,547.77	4,280.80	4,058.13	4,162.21

Cuadro 4.18 Insolación de la zona del proyecto (Enero – Julio)

Insolación del Ecuador medida en Wh-m ² /día						
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P_anual
Difusa	2,764.39	2,857.97	2,978.39	2,811.86	2,877.92	2,806.19
Directa	2,499.18	2,602.58	2,228.84	2,621.29	2,275.36	2,242.87
Global	4,611.03	4,837.96	4,665.39	4,705.33	4,488.20	4,448.25

Cuadro 4.19 Insolación de la zona del proyecto (Agosto – Diciembre)

Se debe establecer un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación.

Puesto que el diseño del sistema fotovoltaico se lo realizará para la peor condición, y dado que la comunidad San Juan de Quitasol presenta un escenario de consumo constante a lo largo del año, el criterio adecuado para la elección del período de diseño es el de “mes peor” que corresponde al mes de menor radiación.

Al analizar las medidas de radiación sobre la zona del proyecto, se puede apreciar que el mes con la menor radiación corresponde al mes de Enero.

Por lo tanto, para el caso del presente proyecto, el valor de $G_{dm}(0)$ es el valor de radiación registrado en el mes de Enero, el mismo que tiene un valor de:

$$G_{dm}(0)_{ENERO} = 3,853 \text{ kWh}/(m^2 \cdot \text{día})$$

Para la realización del diseño, se reducirá este valor en un 10% puesto que en base a las visitas al sitio del proyecto se pudo apreciar que en esta zona hay presencia de neblina pasando el medio día.

Por lo tanto, el valor de radiación que se utilizará para el diseño es el 90% del valor de radiación correspondiente al mes de Enero, es decir:

$$G_{dm} 0 = 0,90 * 3,853 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

$$G_{dm} 0 = 3,47 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

- **K**

Este parámetro puede obtenerse del cuadro 4.20 para el período de diseño elegido a través de la siguiente expresión:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)} \quad (4.6)$$

Se debe determinar por lo tanto, la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$ o 180° , β_{opt}) para el período de diseño elegido.

En el cuadro 4.20 se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima. Además se encuentran los valores típicos de K para cada período de diseño.

Tipo de instalación	Período de diseño	Inclinación óptima	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Autónomas de consumo anual constante	Período de menor radiación	$\beta_{opt} = \varnothing + 10$	1,7
Bombeo de agua	Período de mayor radiación	$\beta_{opt} = \varnothing - 20$	1
Conectadas a la red	Anual	$\beta_{opt} = \varnothing - 10$	1,15

\varnothing = Latitud del lugar en grados

Cuadro 4.20 Orientación e inclinación óptimas

Como se estableció anteriormente, para el caso de la comunidad San Juan de Quitasol el período de diseño adecuado corresponde al mes de menor radiación, por lo que en base al cuadro 4.20 el valor de K es 1,7 y la expresión para determinar la inclinación óptima es $\beta_{opt} = \phi + 10$.

La latitud de la comunidad San Juan de Quitasol es de $0,4435^\circ$. Por lo que el valor de la inclinación óptima es:

$$\beta_{opt} = \phi + 10^\circ$$

$$\beta_{opt} = 0,4435^\circ + 10^\circ$$

$$\beta_{opt} = 10,4435^\circ$$

Por lo tanto los valores de K y β_{opt} para el caso de estudio son los siguientes:

$$K = 1,7$$

$$\beta_{opt} = 10,4435^\circ$$

- **FI: Factor de irradiación**

Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - 1,2 * 10^{-4} \beta - \beta_{opt}^2 + 3,5 * 10^{-5} \alpha^2 \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (4.7)$$

$$FI = 1 - 1,2 * 10^{-4} \beta - \beta_{opt}^2 \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ \quad (4.8)$$

[Nota: α , β se expresan en grados]

Para el caso del presente proyecto el ángulo de inclinación $\beta = 15^\circ$, por lo que para el cálculo del factor de irradiación se empleará la ecuación 4.8.

$$FI = 1 - 1,2 * 10^{-4} 15 - 10,4435^2$$

$$FI = 0,9975$$

Por lo tanto las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas que vienen dadas por $(1 - FI)$, tienen un valor de:

$$1 - FI = 1 - 0.9975$$

$$1 - FI = 0,0025$$

En porcentaje:

$$1 - FI \% = 0,0025 * 100\%$$

$$1 - FI \% = 0.25\%$$

Se debe considerar que la orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas serán inferiores a los límites del cuadro siguiente:

Caso	Orientación e inclinación (1-FI)	Sombras (1-FS)	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Cuadro 4.21 Límites de pérdidas por orientación inclinación y sombras

Fuente: Jordi Pallejà Cabré; Universitat Rovira i Virgili⁵¹

Se consideraran tres casos: general, superposición e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las pérdidas por orientación e inclinación, las pérdidas por sombreado y las pérdidas totales deben ser inferiores a los límites estipulados.

En el caso del presente proyecto, las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación tienen un valor de 0,25 % por lo que sí se encuentran por debajo del límite máximo para el caso general que es del 10 %.

⁵¹ Estudio de la afectación de las sombras en un panel fotovoltaico; Jordi Pallejà Cabré; Universitat Rovira i Virgili

- **FS: Factor de sombreado**

Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$. Para cumplir con lo estipulado en el cuadro 4.21, este valor tendrá un valor máximo de 10%, es decir un valor $(1 - FS) \leq 0,1$.

Para el presente proyecto se asumirá que las pérdidas por sombreado se encuentran en el límite máximo del 10%, es decir tienen un valor de $(1 - FS) = 0,1$, por lo que el factor de sombreado tiene un valor de:

$$FS = 0,9$$

Una vez determinados los valores de los parámetros necesarios para el cálculo de $G_{dm}(\alpha, \beta)$, se procede con el cálculo del mismo en base a la ecuación 4.6, tal como se indica a continuación:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm0} * K * FI * FS$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,853 * 1,7 * 0,9975 * 0,9$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5,880 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

Se debe establecer además la expresión que permita determinar el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \quad (4.9)$$

Dónde:

$G_{CEM} = 1 \text{ kW}/\text{m}^2$ (Irradiancia en condiciones estándar de medida)

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Además, la ecuación 4.9 permite determinar la potencia mínima del generador FV de la siguiente manera:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \quad \begin{array}{l} \text{Calculando } E_D, G_{dm}(\alpha, \beta) \text{ y estimando } PR \text{ se} \\ \text{calcula la potencia mínima del generador FV} \end{array} \quad P_{mp}$$

Puesto que los valores de E_D y $G_{dm}(\alpha, \beta)$ ya fueron calculados, queda entonces por estimar el valor de PR .

Los valores típicos son, en sistemas con inversor: $PR = 0,7$ y en sistemas con inversor y batería: $PR = 0,6$.

Puesto que el sistema a diseñar esta compuesto por un inversor y baterías, el valor de PR es:

$$PR = 0,6$$

Una vez establecidos los valores de E_D , $G_{dm}(\alpha, \beta)$ y PR , se procede al cálculo de la potencia mínima del generador FV.

Como se estableció previamente, se realizarán dos dimensionamientos, el primero para el consumo residencial y el segundo para el consumo de la casa comunal o de la iglesia.

Se va a empezar con el consumo residencial.

- **Consumo residencial**

4.2.2.1.3 Cálculo de la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades (consumo residencial)

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm} \alpha, \beta \cdot PR} \quad (4.10)$$

Donde:

$$G_{CEM} = 1 \text{ (kW/m}^2\text{)}$$

$$E_D = 1,40004 \text{ (kWh/día)}$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5,296 \text{ kWh/(m}^2\text{·día)}$$

$$PR = 0,6$$

Al reemplazar los datos se obtiene:

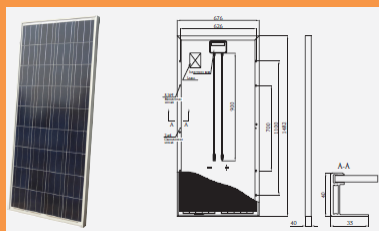
$$P_{mp,min} = \frac{1,40004 * 1}{5,296 * 0,6}$$

$$P_{mp,min} = 0,44061 \text{ (kWp)}$$

Con el fin de cumplir con las condiciones que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (numeral 4.2.4 y 5.4.2), para el presente caso, el generador fotovoltaico estará conformado por paneles fotovoltaicos cuyas especificaciones técnicas se encuentran en el cuadro 4.22 y en el Anexo VI.⁵²

⁵² Numeral 4.2.4 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

ESPECIFICACIONES TECNICAS
PANEL FOTOVOLTAICO PW 130 36C



Marca	Swiss-Watt
Modelo	PW 130 36C
Procedencia	Suiza
Dimensiones (LxWxD) mm	1482x676x40mm
Tipo de celda	Policristalino
Potencia nominal P_{MPP} [Wp]	130 Wp
Corriente máxima potencia I_{MPP} [A]	7,3 A
Voltaje máxima potencia V_m [V]	17,9 V
Corriente de corto circuito I_{SC} [A]	8,05 A
Voltaje de circuito abierto V_{OC} [V]	21,74 V
Voltaje nominal	12 VCC
Eficiencia nominal operación panel	Celda= 14,80 %
	Panel = 13,00 %
Diodos de bloqueo	SI, 3
Cambio Voc con temperatura	-0,347%/K
Cambio Isc con temperatura	0,055%/K
Cambio Pmax con temperatura	-0,48%/K
Vidrio cobertor	SI
Caja de Conexiones	IP65 tipo IV o IP67 radox solar
Conectores	SI MC4
Temperatura de operación	-40C a +85C
Pérdida de potencia durante la vida útil en condiciones estándar	90% en 10 años y 80% en 25 años

Cuadro 4.22 Especificaciones técnicas del Panel Fotovoltaico empleado en el diseño

4.2.2.1.4 Selección del tamaño del generador y del acumulador (consumo residencial)

La elección del tamaño del generador y del acumulador se la realiza en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida, respetando los límites estipulados en el Pliego de Condiciones Técnicas:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, min}$ para el caso general.
- La autonomía mínima del sistema será de 3 días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calcula mediante la expresión:

$$A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb} \quad (4.11)$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador


L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah

Los rendimientos del acumulador, regulador e inversor, serán tomados de las especificaciones técnicas de los equipos que se van a emplear en el diseño.

A continuación se presenta el procedimiento seguido para la selección de estos equipos.

- **Acumulador**

Está conformado por una asociación eléctrica de las siguientes baterías:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
BATERIA UCG200-12		
		
Marca	Ultracell	
Modelo	UCG200-12	
Tipo	Gel	
Voltaje nominal	12 V	
Capacidad nominal (20 HR)	200,0 Ah	
Capacidad	200,0 Ah / 10,00 A (20hr, 1,80V/cell, 25°C / 77°F)	
	186,0 Ah / 18,6 A (10hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)	
	160,0 Ah / 32,0 A (5hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)	
	139,2 Ah / 46,4 A (3hr, 1,75V/cell, 25°C / 77°F)	
	110,0 Ah / 100,0 A (1hr, 1,67V/cell, 25°C / 77°F)	
Corriente de descarga máxima	1800 A (5 s)	
Resistencia interna	Aprox. 3,24 mΩ	
Características de descarga	Rango de temperatura de funcionamiento	Descarga: -20 ~ 55°C (-4 ~ 131°F) Carga: 0 ~ 40°C (32 ~ 104°F) Almacenamiento: -20 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
	Rango de temperatura de funcionamiento nominal	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Uso cíclico	Corriente de carga inicial menor de 50.0 A. Voltaje: 14.4 V ~ 15.0 V a 25 °C (77 °F). Coeficiente de temperatura: -30 mV/°C
	Uso en standby	Sin límite en la corriente de carga inicial. Voltaje: 13.5 V ~ 13.8 V a 25 °C (77 °F). Coeficiente de temperatura: -20 mV/°C
	Capacidad afectada por la por la temperatura	40°C (104°F) 103%
		25°C (77°F) 100%
		0°C (32°F) 86%
Vida de diseño modo flotante a 20 °C	12 años	

Cuadro 4.23 Especificaciones técnicas de la batería empleada en el diseño

En la ficha técnica de la batería (Anexo VII) seleccionada no se especifica su eficiencia, pero se suele tomar un 90% como un valor típico para la mayoría de las baterías utilizadas en los sistemas FV.⁵³ Por lo tanto:

$$\eta_{\text{acumulador}} = 90\%$$

Un aspecto importante a destacar, es que la capacidad de las baterías fotovoltaicas en (Ah) se especifica frecuentemente a una tasa de descarga de 100 horas (C-100) o de 20 horas (C-20).

Otro aspecto que se debe considerar es que con la finalidad de cumplir con las condiciones que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (numeral 4.2.4 y 5.4.2), el voltaje nominal del acumulador (U_n) será de 24 (V), por lo tanto:

$$U_n = 24 \text{ (V)}$$

Una vez establecidos el rendimiento y el voltaje nominal del acumulador, se procede con la selección del regulador de carga. Cabe señalar que para este propósito, previamente es necesario determinar el tamaño del generador fotovoltaico, puesto que una de las condiciones que debe cumplir el regulador de carga seleccionado está relacionada con la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico. Por lo tanto, a continuación se procede con la determinación del tamaño del generador fotovoltaico.

- **Generador fotovoltaico**

Conocidos los valores de $U_n = 24 \text{ (V)}$ y $P_{\text{mp,min}} = 0,441 \text{ (kWp)}$, junto con las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico seleccionado, se puede determinar el tamaño del generador fotovoltaico tal como se muestra a continuación.

⁵³ Sistemas Fotovoltaicos; Miguel Alonso Abella, Máster en Energías Renovables.

La cantidad de paneles en serie y en paralelo que conformarán el generador fotovoltaico se la determina de la siguiente manera:

- *Paneles en serie:* El número de paneles en serie se lo calcula a través de la siguiente expresión:

$$N_S = U_n / V_{NOM (panel\ FV)} \quad (4.12)$$

- *Paneles en paralelo:* La expresión para determinar el número de paneles en paralelo es la siguiente:

$$N_P = 1,2 \cdot [P_{mp,min}/U_n] / [N_S \cdot I_{mpp\ panel\ FV}] \quad (4.13)$$

Donde:

N_S : Número de paneles en serie

N_P : Número de paneles en paralelo

U_n : Voltaje nominal del acumulador (V)

$V_{NOM (panel\ FV)}$: Voltaje nominal del panel fotovoltaico (V)

$P_{mp, min}$: Potencia mínima del generador (Wp)

$I_{mpp (panel\ FV)}$: Corriente en el punto de máxima potencia (A)

Los parámetros necesarios para determinar el número de paneles tienen los siguientes valores:

$$U_n = 24\ V$$

$$V_{NOM (panel\ FV)} = 12\ V$$

$$P_{mp, min} = 440,61\ Wp$$

$$I_{mpp (panel\ FV)} = 7,3\ A$$

Al reemplazar estos valores se obtienen los siguientes resultados:

- **Número de paneles en serie:**

$$N_S = U_n / V_{NOM (panel\ FV)}$$

$$N_S = 24 / 12$$

$$N_S = 2$$

- **Número de paneles en paralelo:**

$$N_P = 1,2 \cdot [P_{mp,min}/U_n] / [N_S \cdot I_{mpp\ panel\ FV}]$$

$$N_P = 1,2 * [440,61/24] / [2 * 7,3]$$

$$N_P = 1,5089 \approx 2$$

$$N_P = 2$$

El tamaño del generador fotovoltaico es: $N_S S \times N_P P$

Por lo tanto, para el caso del consumo residencial, el tamaño del generador fotovoltaico es:

$$\textit{Tamaño del generador FV} = 2S \times 2P$$

La potencia pico del generador (P_{mp}) se la calcula mediante la expresión:

$$P_{mp} = N_S \cdot N_P \cdot P_{max} \quad (4.14)$$

Donde:

P_{mp} : Potencia pico del generador (Wp)

P_{max} : Potencia máxima del módulo fotovoltaico (Wp)

La potencia máxima del módulo fotovoltaico seleccionado es $P_{max} = 130$ Wp.

Al reemplazar los valores de N_S , N_P y P_{max} en la ecuación 4.14 se tiene:

$$P_{mp} = 2 * 2 * 130$$

$$\mathbf{P_{mp} = 520 \text{ Wp}}$$

De acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, para el caso general se debe cumplir el siguiente requisito obligatorio:

$$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp,min} \quad (4.15)$$

Para el caso del consumo residencial, se tiene que:

$$520 \text{ Wp} < 1,2 * 440,61 \text{ (Wp)}$$

$$520 \text{ Wp} < 528,73 \text{ Wp}$$

Se cumple la condición

Con respecto a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, para determinar su valor se hace uso de la siguiente expresión:

$$I_{SC \text{ (Generador FV)}} = N_P \cdot I_{SC \text{ panel FV}} \quad (4.16)$$

Dónde:

$I_{SC \text{ (Generador FV)}}$: Corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico (A)

N_P : Número de paneles en paralelo

$I_{SC \text{ (panel FV)}}$: Corriente de cortocircuito de cada panel fotovoltaico (A)

Los valores de estos parámetros son los siguientes:

$$N_P = 2$$

$$I_{SC \text{ (panel FV)}} = 8,05 \text{ (A)}$$

Al reemplazar estos valores en la ecuación 4.16 se tiene:

$$I_{SC} (\text{Generador FV}) = 2 * 8,05$$

$$I_{SC} (\text{Generador FV}) = \mathbf{16,1 (A)}$$

Una vez conocido el valor de la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, se procede a continuación con la selección del regulador de carga.

- Regulador de carga

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, el regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga.⁵⁴

Por lo tanto, son dos las condiciones que debe cumplir el regulador de carga:

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq 1,25 * I_{SC} \text{ Generador FV} \quad \mathbf{(4.17)}$$

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de consumo}) \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x} (\text{carga de consumo}) \quad \mathbf{(4.18)}$$

Con respecto a la primera condición, previamente ya se calculó el valor de la corriente de cortocircuito del generador FV, obteniendo un valor de:

$$I_{SC} (\text{Generador FV}) = \mathbf{16,1 (A)}$$

⁵⁴ Numeral 5.5.5 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

Por lo tanto, de acuerdo a la primera condición (ec. 4.17), el regulador de carga debe resistir una corriente en la línea de generador superior a:

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq 1,25 * I_{SC} (\text{Generador FV})$$

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq 1,25 * 16,1 \text{ A}$$

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq \mathbf{20,125 \text{ A}}$$

En cuanto a la segunda condición (ec. 4.18), es necesario determinar la corriente máxima de la carga de consumo.

Para el presente caso, esta corriente será igual a la suma de las corrientes nominales de las cargas que no posean motores, más la suma de las corrientes de arranque de las cargas que posean motores.

Para este propósito, en el cuadro 4.24 se encuentran calculados los valores de la corriente nominal de todas las cargas, así como los valores de la corriente de arranque de las cargas que poseen motores (refrigeradora y licuadora).

La corriente nominal se la calculó mediante la expresión:

$$I_N = \frac{P_N}{V * \cos \phi} \quad (4.19)$$

Se asumió un factor de potencia promedio $\cos \phi = 0,8$.

En cuanto a la corriente de arranque (I_A), se estima que esta es 5 veces la corriente nominal (I_N), es decir:

$$I_A = 5 * I_N \quad (4.20)$$

Con estas consideraciones, los resultados obtenidos son los siguientes:

ARTEFACTO	N°	POTENCIA (W)	VOLTAJE (V)	CORRIENTE NOMINAL (A)	CORRIENTE DE ARRANQUE (A)
foco ambiente 1	1	20	110	0,227272727	
foco ambiente 2	1	20	110	0,227272727	
foco ambiente 3	1	20	110	0,227272727	
televisor	1	35	110	0,397727273	
DVD	1	10	110	0,113636364	
radio	1	15	110	0,170454545	
refrigeradora	1	88,5	110	1,005681818	5,028409091
licuadora	1	200	110	2,272727273	11,3636364
cargador celular	1	3,1	110	0,035227273	
TOTAL		411,6			

Cuadro 4.24 Corriente nominal y corriente de arranque de los artefactos eléctricos (Consumo residencial)

Cabe recalcar que en la práctica es muy poco probable que la refrigeradora y la licuadora arranquen al mismo tiempo, esto debido a que el tiempo de arranque de estos aparatos se encuentra en el orden de los milisegundos.

Por esta razón, para el dimensionamiento del regulador de carga se tomará en cuenta la corriente de arranque mayor, es decir la de la licuadora.

Por lo tanto, para determinar la corriente en la línea de consumo se considerará la corriente de arranque de la licuadora más la suma de las corrientes nominales de las cargas restantes, es decir, de acuerdo a la ecuación 4.18, la corriente en la línea de consumo debe ser superior a:

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x\ carga\ de\ consumo}$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq 1,25 * [I_A\ licuadora + I_N\ cargas\ restantes]$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq 1,25 * 11,364\ A + 2,405\ A$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq \mathbf{17,21\ A}$$

Finalmente, para la selección del regulador de carga se debe tener en cuenta que el voltaje del sistema es de 24 (V).

Por lo tanto, las especificaciones técnicas que debe cumplir el regulador de carga son las siguientes:

$$\text{Voltaje del sistema} = 24 \text{ (V)}$$

$$I_{REGULADOR \text{ (línea de generador)}} \geq 1,25 * I_{SC \text{ Generador FV}} \geq 20,125 \text{ A}$$

$$I_{REGULADOR \text{ (línea de consumo)}} \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x \text{ carga de consumo}} \geq 17,21 \text{ (A)}$$

Cabe destacar que la E.E.Q. para la electrificación mediante sistemas solares emplea el sistema prepago, por lo que además de las especificaciones técnicas arriba vistas, el regulador seleccionado debe ser capaz de adaptarse a dicho sistema.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente y con la disponibilidad en el mercado, se seleccionó el siguiente regulador de carga:

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS REGULADOR DE CARGA PHOCOS CX 40	
Marca	Phocos
Modelo	CX 40
Voltaje Nominal	12/24 V reconocimiento automático
Corriente de carga máxima	40 A
Voltaje máximo del panel	50 V
Compensación de temperatura	-50 mV/K
Autoconsumo	< 4mA
Temperatura ambiente	-40 a +50 °C
Altura máxima	4000 m.s.n.m.
Tipo de batería	GEL, AGM, Abierta.
Tipo de protección	IP22

Cuadro 4.25 Especificaciones técnicas del Regulador de Carga empleado en el diseño.

En la ficha técnica del regulador (Anexo VIII) de carga no se especifica su eficiencia, por lo que en base a otros reguladores de la misma marca, se asume una eficiencia de 90%. Por lo tanto:

$$\eta_{regulador} = 90\%$$

Con las eficiencias del acumulador y del regulador de carga, se puede determinar la eficiencia del acumulador + regulador (η_{rb}), tal como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}\eta_{rb} &= \eta_{acumulador} * \eta_{regulador} && (4.21) \\ \eta_{rb} &= 0,9 * 0,9 \\ \eta_{rb} &= \mathbf{0,81}\end{aligned}$$

Finalmente, a continuación se procede con la selección del inversor, lo que permitirá determinar su eficiencia.

- Inversor

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, el inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (motores, etc), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.⁵⁵

Tomando en cuenta lo anterior, será necesario determinar los valores de potencia continua y de potencia máxima que deberá soportar el inversor.

Se va a empezar determinando el valor de la potencia continua que debe soportar el inversor. Para este propósito, se hará uso de las potencias nominales de las cargas tomadas en cuenta en el consumo residencial. Estos valores de potencia nominal se muestran en el cuadro 4.26.

⁵⁵ Numeral 5.6.7 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

ARTEFACTO	Nº	POTENCIA (W)	POTENCIA (kW)
foco ambiente 1	1	20	0,02
foco ambiente 2	1	20	0,02
foco ambiente 3	1	20	0,02
televisor	1	35	0,035
DVD	1	10	0,01
radio	1	15	0,015
refrigeradora	1	88,5	0,0885
licuadora	1	200	0,2
cargador celular	1	3,1	0,0031
TOTAL		411,6	0,4116

Cuadro 4.26 Potencia nominal de los artefactos eléctricos (Consumo residencial)

La potencia continua que debe soportar el inversor debe ser igual o superior a la suma de las potencias nominales de cada una de las cargas, es decir:

$$P_{continua} \geq 411,6(W)$$

Ahora para determinar la potencia máxima que debe soportar el inversor, además de las potencias nominales de las cargas, se debe considerar también la potencia de arranque debido a la corriente de arranque de las cargas que poseen motores eléctricos (refrigeradora y la licuadora). Para determinar las potencias de arranque de dichas cargas se realiza lo siguiente:

Primeramente se establece la expresión de la potencia nominal (P_N):

$$P_N = V * I_N * \cos \phi \quad (4.22)$$

Tal como se hizo para el regulador de carga, la corriente de arranque (I_A) se estima en 5 veces la corriente nominal (I_N):

$$I_A = 5 * I_N$$

La potencia de arranque (P_A) se determina mediante la expresión:

$$P_A = V * I_A * \cos \phi \quad (4.23)$$

Al reemplazar el valor de I_A en la ecuación 4.19, se tiene:

$$P_A = 5 * V * I_N * \cos \phi \quad (4.24)$$

Es decir,

$$P_A = 5 * P_N \quad (4.25)$$

Por lo tanto, las potencias de arranque de la refrigeradora y de la licuadora son las siguientes:

$$P_{A(\text{refrigeradora})} = 5 * 88,5 \text{ W} = \mathbf{442,5 \text{ W}}$$

$$P_{A(\text{licuadora})} = 5 * 200 \text{ W} = \mathbf{1000 \text{ (W)}}$$

Al igual que se hizo para el dimensionamiento del regulador de carga, se considera que en la práctica es muy poco probable que la refrigeradora y la licuadora arranquen al mismo tiempo.

Por esta razón, para el dimensionamiento del inversor también se toma en cuenta sólo la corriente de arranque mayor, es decir la de la licuadora.

Por lo tanto, la potencia máxima que debe soportar el inversor debe ser mayor o igual que la potencia de arranque de la licuadora más la suma de las potencias nominales de las cargas restantes, es decir:

$$P_{m\acute{a}x} \geq P_{A(\text{licuadora})} + P_N \text{ cargas restantes} \quad (4.26)$$

$$P_{m\acute{a}x} \geq 1000 \text{ W} + 211,6 \text{ W}$$

$$P_{m\acute{a}x} \geq \mathbf{1211,6 \text{ W}}$$

Finalmente se debe considerar que el inversor trabajará con un voltaje nominal del acumulador de 24 (V).

Por lo tanto, las especificaciones técnicas que debe cumplir el inversor son:

$$\text{Voltaje nominal} = 24 \text{ V}$$

$$P_{\text{continua}} \geq 411,6 \text{ (W)}$$

$$P_{\text{máx}} \geq 1211,6 \text{ (W)}$$

De acuerdo a estas especificaciones y a la disponibilidad en el mercado, se ha elegido el Inversor Phocos SI700-24110, cuyas especificaciones técnicas se muestran en el cuadro 4.27 y el Anexo IX.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INVERSOR PHOCOS SI700-24110	
Marca	Phocos
Modelo	SI700-24110
Potencia nominal	700 W
Máxima potencia	1400 W (6 s)
Voltaje de entrada	24 Vdc
Rango de voltaje	21.0 a 31.0 Vdc
Corte por batería baja	21.0 Vdc
Alarma de batería bajo voltaje	22.0 Vdc
Corte por sobrecarga de batería	32 Vdc
Consumo sin carga	< 0.64 A
Consumo en modo ahorro	< 0.15 A
Voltaje de salida	110 Vac
Socket	Universal
Eficiencia a máxima carga	92%

Cuadro 4.27 Especificaciones técnicas del Inversor empleado en el diseño

Una vez que se ha establecido el inversor que se va a emplear, se puede obtener la eficiencia del mismo de las especificaciones técnicas. Este valor es de:

$$\eta_{inv} = 92\%$$

Ahora que se conocen las eficiencias de los equipos que se emplearán en el diseño del sistema fotovoltaico, se procede a determinar el tamaño del acumulador.

La capacidad del acumulador se determinará en base a la ecuación 4.11 mediante la expresión:

$$C_{20} = \frac{A \cdot L_D}{PD_{max} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}} \quad (4.27)$$

Para el caso de estudio, los valores de cada uno de los parámetros anteriores son los siguientes:

A: Se ha estimado conveniente que la autonomía del sistema para el presente proyecto sea de 3 días⁵⁶, por lo tanto ***A* = 3**.

PD_{max}: De acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, la máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 60% en aquellas aplicaciones en las que las sobredescargas puedan ser habituales, tal como es el caso del consumo residencial. Por lo tanto las tensiones del regulador se ajustarán de forma que la profundidad de descarga máxima sea del 60%⁵⁷, por lo que ***PD_{max}* = 0,6**.

η_{inv}: La eficiencia energética del inversor empleado en el diseño tiene un valor de ***η_{inv}* = 0,92**.

η_{rb}: La eficiencia energética del acumulador + regulador es de ***η_{rb}* = 0,81**.

⁵⁶ En el numeral 4.2.5 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002), se indica que como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de 3 días.

⁵⁷ Numeral 5.6.7 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

El valor del consumo diario medio de la carga (L_D) se lo determina a través de la expresión:

$$L_D(Ah/día) = \frac{E_D Wh/día}{U_n(V)} \quad (4.28)$$

Dónde:

U_n : Voltaje nominal del acumulador (V)

Por lo tanto:

$$L_D = \frac{1400,04 Wh/día}{24 V}$$

$$L_D = 58,34 (Ah/día)$$

Al reemplazar estos valores en la ecuación 4.28 se tiene:

$$C_{20} = \frac{3 * 58,34}{0,6 * 0,92 * 0,81}$$

$$C_{20} = 391,40 Ah$$

De acuerdo a esta capacidad y al voltaje del acumulador, a continuación se determina el número de baterías en serie y en paralelo que conformarán el acumulador.

Cabe recordar que las baterías empleadas en el diseño tienen las siguientes características:

$$V_N (\text{batería}) = 12 V$$

$$C_{20} (\text{batería}) = 200 Ah$$

El número de baterías en serie se determina mediante la expresión:

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{U_n}{V_{N \text{ (batería)}}} \quad (4.29)$$

Dónde:

U_n : Voltaje nominal del acumulador (V)

$V_{N \text{ (batería)}}$: Voltaje nominal de la batería (V)

Al reemplazar los respectivos valores se tiene:

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{24 \text{ (V)}}{12 \text{ (V)}}$$

$$\text{Número de baterías en serie} = 2$$

El número de baterías en paralelo se determina mediante la expresión:

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{C_{20}}{C_{20 \text{ (batería)}}} \quad (4.30)$$

Donde:

C_{20} : Capacidad del acumulador (Ah)

$C_{20 \text{ (batería)}}$: Capacidad de la batería (Ah)

Remplazando los respectivos valores se tiene:

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{391,40 \text{ (Ah)}}{120 \text{ (Ah)}}$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = 1,957 \approx 2$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = 2$$

Por lo tanto, el tamaño del acumulador, su capacidad y voltaje nominal son:

$$\mathbf{Tamaño\ del\ acumulador = 2_{baterías\ en\ serie} \times 2_{baterías\ en\ paralelo}}$$

$$\mathbf{Capacidad\ del\ acumulador = 400\ Ah}$$

$$\mathbf{Voltaje\ del\ acumulador = 24\ V}$$

La capacidad del acumulador, además de ser suficiente para abastecer la capacidad calculada del acumulador, también permite obtener una mayor autonomía del sistema:

$$A = \frac{400 * 0,6}{58,34} \cdot 0,92 * 0,81$$

$$\mathbf{A = 3,07\ días}$$

Finalmente, otro requisito obligatorio que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, es que para el caso general se debe cumplir lo siguiente:

$$C_{20}/I_{SC\ (Generador\ FV)} < 25 \quad \mathbf{(4.31)}$$

Previamente se calculó la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, la misma que tiene un valor de:

$$I_{SC\ (Generador\ FV)} = 16,1\ (A)$$

Al remplazar los valores respectivos en la ecuación 4.32 se tiene:

$$400/16,1 < 25$$

$$24,84 < 25$$

Se cumple el requisito

Ahora se procede con el cálculo del número de días que se demora el sistema en recuperar la carga del acumulador luego de los 3,07 días de autonomía sin sol.

El valor de irradiación que se utilizó para el diseño es de:

$$G_{dm} 0 = 3,47 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

$$G_{dm} 0 = 3470 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$$

La irradiación diaria también se puede considerar como “horas pico”. Una hora solar pico es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una irradiancia solar constante de 1000 Wh/m², por tanto si la irradiación medida es de 3470 Wh/m²/día, esta es igual a 3.47 horas pico al día.

Por lo tanto, la energía entregada por el Generador FV es:

$$\text{Energía entregada por el Generador FV} = 130 \text{ Wp} * 4 \text{ paneles} * 3,47 \text{ horas/día}$$

$$\text{Energía entregada por el Generador FV} = 1804,4 \text{ Wh/día}$$

El consumo de las cargas es de:

$$E_D = 1400,04 \text{ Wh/día}$$

Por lo que la energía diaria destinada a recargar el acumulador es de:

$$\text{Energía para recargar el acumulador} = 1804,4 - 1400,04$$

$$\text{Energía para recargar el acumulador} = 404,36 \text{ (Wh/día)}$$

Ahora la cantidad de carga del acumulador que se debe recargar se la determina de la siguiente manera:

La capacidad del acumulador es:

$$C_{20} = 400 \text{ Ah}$$

La profundidad de descarga es **PD = 0,6**.

Los días de autonomía son **A = 3,07 días**.

La carga del acumulador (Ah) que se deben recargar luego de 3,07 días de autonomía sin sol es:

$$\text{Carga del acumulador que se debe recargar} = C_{20} * PD$$

$$\text{Carga del acumulador que se debe recargar} = 400 \text{ (Ah)} * 0,6$$

$$\text{Carga del acumulador que se debe recargar} = \mathbf{240 \text{ Ah}}$$

Esta carga expresada en energía es igual a:

$$\text{Energía del acumulador que se debe recargar} = 240 \text{ Ah} * \text{voltaje del acumulador}$$

$$\text{Energía del acumulador que se debe recargar} = 240 \text{ Ah} * 24 \text{ (V)}$$

$$\text{Energía del acumulador que se debe recargar} = \mathbf{5760 \text{ Wh}}$$

Por lo tanto, el número de días que se demora el sistema en recuperar la carga del acumulador luego de los 3,07 días de autonomía sin sol es:

$$\# \text{ de días para recuperar la carga} = \frac{\text{Energía del acumulador que se debe recargar}}{\text{Energía para recargar el acumulador}}$$

$$\# \text{ de días para recuperar la carga} = \frac{5760 \text{ (Wh)}}{404,36 \text{ (Wh/día)}}$$

$$\# \text{ de días para recuperar la carga} = \mathbf{14,25 \text{ días}}$$

Por último, en los cuadros 4.28 y 4.29 se presenta el dimensionado del generador y el dimensionado final del sistema respectivamente, para el consumo residencial.

4.2.2.1.5 Dimensionado final del sistema (consumo residencial)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			San Juan de Quitasol
Latitud \varnothing		0,4435°	
E_D	kWh/día	1,40004	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Enero	Mes de peor radiación y consumo constante ($K=1,7$)
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		(0°, 10.4435°)	
(α, β)		(0°, 15°)	Mínimo para evitar acumulación de suciedad
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² ·día)	3,47	Fuente: CONELEC
FI		0,9975	$FI = 1 - 1,2 * 10^{-4} \beta - \beta_{opt}^2$
FS		0,9	Pérdidas por sombra
PR		0,6	Eficiencia energética global del sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)	5,296	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$
$P_{mp, min}$	kWp	0,441	$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

Cuadro 4.28 Dimensionado del generador (consumo residencial)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp	520	$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp, min}$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	400	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,6	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,92	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético del regulador-acumulador
U_n	V	24	Voltaje nominal del acumulador
L_D	Ah	58,34	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D/V_{NOM}$)
A	Días	3,07	Autonomía: $A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$
C_{20}/I_{SC}	h	24,84	$C_{20}/I_{SC} < 25$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general) $I_{SC \text{ generador, CEM}} = 16,1 (A)$

Cuadro 4.29 Dimensionado final del sistema (consumo residencial)

Una vez concluido el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el consumo residencial, a continuación se procede con el dimensionamiento para el consumo de la casa comunal / iglesia. Cabe recordar que como se mencionó anteriormente, puesto que el valor del consumo medio de energía al día (E_D) es el mismo tanto para la casa comunal como para la iglesia, entonces se realizará un solo diseño que servirá a estos dos escenarios de consumo.

- **Consumo de la casa comunal / iglesia**

Puesto que para el caso del consumo residencial se explicó en detalle el procedimiento a seguir para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, y dado que el procedimiento es el mismo, para el caso del consumo de la casa comunal / iglesia, el dimensionamiento se lo realizará de una manera más concisa, tal como se muestra a continuación:

4.2.2.1.6 *Cálculo de la potencia mínima del generador FV necesario para cubrir las necesidades (consumo casa comunal / iglesia)*

El dimensionado mínimo del generador es:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm} \alpha, \beta \cdot PR}$$

Donde:

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

$$E_D = 0,80031 \text{ kWh/día}$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5,296 \text{ kWh/(m}^2\text{-día)}$$

$$PR = 0,6$$

Al reemplazar los datos se obtiene:

$$P_{mp,min} = \frac{0,80031 * 1}{5,296 * 0,6}$$

$$P_{mp,min} = \mathbf{0,252 \text{ (kWp)}}$$

Para el presente caso, al igual que en el caso anterior (consumo residencial), el generador fotovoltaico estará conformado por paneles fotovoltaicos PW 130 36C, cuyas características se mostraron en el cuadro 4.22 (además se encuentran en el Anexo VI), y cuyas especificaciones técnicas más importantes son:

Voltaje nominal = 12 (V)

Potencia nominal $P_{MPP} = 130$ (Wp)

Corriente máxima potencia $I_{MPP} = 7,3$ (A)

Corriente de corto circuito $I_{SC} = 8,05$ (A)

4.2.2.1.7 Selección del tamaño del generador y del acumulador (consumo casa comunal / iglesia)

La capacidad del acumulador se la determina en base a la expresión:

$$C_{20} = \frac{A \cdot L_D}{PD_{max} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}}$$

Los rendimientos del acumulador, regulador e inversor, serán tomados de las especificaciones técnicas de los equipos que se van a emplear en el diseño.

A continuación se presenta el procedimiento seguido para la selección de estos equipos.

- **Acumulador**

Al igual que en el caso anterior (consumo residencial), para el presente caso, el acumulador estará conformado por una asociación eléctrica de las baterías UCG200-12, cuyas características se mostraron en el cuadro 4.23 (además se encuentran en el Anexo VII), y cuyas especificaciones técnicas más importantes son:

Voltaje nominal = 12 (V)

Capacidad nominal (20 HR) = 200 (Ah)

Además, en el caso anterior se estableció que una eficiencia del 90% es un valor típico para la mayoría de las baterías utilizadas en los sistemas FV. Por lo tanto:

$$\eta_{\text{acumulador}} = 90\%$$

Con la finalidad de cumplir con las condiciones que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (numeral 4.2.4 y 5.4.2), el voltaje nominal del acumulador (U_n) será de 24 (V), por lo tanto:

$$U_n = 24 \text{ (V)}$$

A continuación, previo a la selección del regulador de carga, se procede con la determinación del tamaño del generador fotovoltaico, esto debido a que tal como se indicó en el diseño anterior (consumo residencial), para la selección del regulador de carga es necesario determinar la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico.

- **Generador fotovoltaico**

Los parámetros necesarios para determinar el número de paneles fotovoltaicos tienen los siguientes valores:

$$U_n = 24 \text{ (V)}$$

$$V_{NOM} (\text{panel FV}) = 12 \text{ (V)}$$

$$P_{mp, min} = 251,87 \text{ (Wp)}$$

$$I_{mpp} (\text{panel FV}) = 7,3 \text{ (A)}$$

El número de paneles en serie y en paralelo se lo determina de la siguiente manera:

- **Número de paneles en serie:**

$$N_S = U_n / V_{NOM} (\text{panel } FV)$$

$$N_S = 24 / 12$$

$$N_S = 2$$

- **Número de paneles en paralelo:**

$$N_P = 1,2 \cdot [P_{mp,min} / U_n] / [N_S \cdot I_{mpp} \text{ panel } FV]$$

$$N_P = 1,2 * [251,87 / 24] / [2 * 7,3]$$

$$N_P = 0,863 \approx 1$$

$$N_P = 1$$

El tamaño del generador fotovoltaico es: $N_S S \times N_P P$

Por lo tanto, para el caso del consumo en la casa comunal / iglesia, el tamaño del generador fotovoltaico es:

$$\textit{Tamaño del generador } FV = 2S \times 1P$$

La potencia máxima del módulo fotovoltaico seleccionado es $P_{max} = 130$ (Wp).

La potencia pico del generador (P_{mp}) es:

$$P_{mp} = N_S \cdot N_P \cdot P_{max}$$

$$P_{mp} = 2 * 1 * 130$$

$$P_{mp} = 260 \text{ Wp}$$

De acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, para el caso general se debe cumplir el siguiente requisito obligatorio:

$$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp,min}$$

Para el caso del consumo en la casa comunal / iglesia, se tiene que:

$$260 \text{ Wp} < 1,2 * 251,87 \text{ (Wp)}$$

$$260 \text{ Wp} < 302,24 \text{ Wp}$$

Se cumple la condición

La corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, teniendo en cuenta que

$I_{SC(\text{panel FV})} = 8,05 \text{ (A)}$ tiene un valor de:

$$I_{SC(\text{Generador FV})} = N_P * I_{SC \text{ panel FV}}$$

$$I_{SC(\text{Generador FV})} = 1 * 8,05$$

$$I_{SC(\text{Generador FV})} = \mathbf{8,05 \text{ A}}$$

Una vez conocido el valor de la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, se procede a continuación con la selección del regulador de carga.

- **Regulador de carga**

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, el regulador de carga debe cumplir las siguientes condiciones:

$$I_{REGULADOR(\text{línea de generador})} \geq 1,25 * I_{SC(\text{Generador FV})}$$

$$I_{REGULADOR(\text{línea de consumo})} \geq 1,25 * I_{\text{máx}(\text{carga de consumo})}$$

Con respecto a la primera condición, previamente ya se calculó el valor de la corriente de cortocircuito del generador FV, obteniendo un valor de:

$$I_{SC(\text{Generador FV})} = \mathbf{8,05 \text{ (A)}}$$

Por lo tanto, de acuerdo a la primera condición, el regulador de carga debe resistir una corriente en la línea de generador de:

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq 1,25 * I_{SC} (\text{Generador FV})$$

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq 1,25 * 8,05 \text{ A}$$

$$I_{REGULADOR} (\text{línea de generador}) \geq \mathbf{10,063 \text{ A}}$$

En cuanto a la segunda condición, es necesario determinar la corriente máxima de la carga de consumo. A diferencia del caso anterior (consumo residencial) en el que para determinar la corriente máxima de carga se debía tener en cuenta las corrientes de arranque de las cargas que tenían motores, para el caso del consumo en la casa comunal / iglesia, las cargas empleadas no tienen motores, por lo que la corriente máxima de carga toma en cuenta sólo las corrientes nominales de las cargas.

Para este propósito, en el cuadro 4.30 se encuentran calculados los valores de la corriente nominal de las cargas presentes en este escenario de consumo.

ARTEFACTO	Nº	POTENCIA (W)	VOLTAJE (V)	CORRIENTE NOMINAL (A)
lámpara doble 1	1	40	110	0,454545455
lámpara doble 2	1	40	110	0,454545455
lámpara doble 3	1	40	110	0,454545455
lámpara doble 4	1	40	110	0,454545455
equipo de audio	1	50	110	0,568181818
TOTAL		220		2,3864

**Cuadro 4.30 Corriente nominal de los artefactos eléctricos
(Consumo en la casa comunal / iglesia)**

La corriente nominal se la calculó mediante la expresión:

$$I_N = \frac{P_N}{V * \cos \phi}$$

Se asumió un factor de potencia promedio $\cos \phi = 0,8$.

La corriente máxima de carga es la suma de las corrientes nominales de las cargas utilizadas en este escenario de consumo, es decir:

$$I_{m\acute{a}x (carga\ de\ consumo)} = 2,386 (A)$$

Por lo tanto, la corriente en la línea de consumo del regulador de carga debe ser superior a un valor de:

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x (carga\ de\ consumo)}$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq 1,25 * 2,386 A$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq \mathbf{2,983 A}$$

Finalmente, para la selección del regulador de carga se debe tener en cuenta que el voltaje del sistema es de 24 (V).

Por lo tanto, las especificaciones técnicas que debe cumplir el regulador de carga son:

$$\mathbf{Voltaje\ del\ sistema = 24 (V)}$$

$$I_{REGULADOR (l\acute{i}nea\ de\ generador)} \geq \mathbf{1,25 * I_{SC\ Generador\ FV} \geq 10,063 (A)}$$

$$I_{REGULADOR(l\acute{i}nea\ de\ consumo)} \geq \mathbf{1,25 * I_{m\acute{a}x\ carga\ de\ consumo} \geq 2,983 (A)}$$

Para el presente caso, se utilizará el mismo regulador de carga que en el caso anterior (consumo residencial), es decir el regulador de carga Phocos CX 40, puesto que este regulador cumple con las especificaciones técnicas para el consumo en la casa comunal / iglesia, y tiene la ventaja de ser compatible con el sistema prepago.

Las especificaciones técnicas del regulador de carga Phocos CX 40 se mostraron en el cuadro 4.25 (además se encuentran en el Anexo VIII).

Al igual que en el caso anterior, se asume un rendimiento del regulador de carga de 90%, por lo que:

$$\eta_{regulador} = 90\%$$

Con los rendimientos del acumulador y del regulador de carga, se puede determinar el rendimiento del acumulador + regulador (η_{rb}), tal como se muestra a continuación:

$$\eta_{rb} = \eta_{acumulador} * \eta_{regulador}$$

$$\eta_{rb} = 0,9 * 0,9$$

$$\eta_{rb} = 0,81$$

Finalmente, a continuación se procede con la selección del inversor, lo que permitirá determinar su rendimiento.

- Inversor

Se debe determinar los valores de potencia continua y de potencia máxima que debe soportar el inversor.

La potencia continua que debe soportar el inversor debe ser igual o superior a la suma de las potencias nominales de cada una de las cargas tomadas en cuenta en el consumo de la casa comunal / iglesia. Estas potencias nominales así como su sumatoria se muestran en el cuadro 4.31.

Por lo tanto, la potencia continua del inversor debe ser mayor o igual a:

$$P_{continua} \geq 210(W)$$

ARTEFACTO	Nº	POTENCIA (W)	POTENCIA (kW)
lámpara doble 1	1	40	0,04
lámpara doble 2	1	40	0,04
lámpara doble 3	1	40	0,04
lámpara doble 4	1	40	0,04
equipo de audio	1	50	0,05
TOTAL		210	0,21

**Cuadro 4.31 Potencia nominal de los artefactos eléctricos
(Consumo en la Casa Comunal / Iglesia)**

Con respecto a la potencia máxima que debe soportar el inversor, esta debe considerar además de las potencias nominales de las cargas, la potencia de arranque debido a la corriente de arranque de las cargas que poseen motores eléctricos. Sin embargo, puesto que para este tipo de consumo no se consideran cargas que posean motores eléctricos, la potencia máxima del inversor considerará únicamente las potencias nominales de las cargas, es decir su valor será el mismo que el calculado para la potencia continua, es decir:

$$P_{m\acute{a}x} \geq 210(W)$$

Finalmente se debe considerar que el inversor trabajará con un voltaje nominal del acumulador de 24 (V).

Por lo tanto, las especificaciones técnicas que debe cumplir el inversor son:

$$\text{Voltaje nominal del acumulador} = 24 V$$

$$P_{continua} \geq 210 (W)$$

$$P_{m\acute{a}x} \geq 210 (W)$$

De acuerdo a estas especificaciones y a la disponibilidad en el mercado, se ha elegido el Inversor Phocos SI350-24110, cuyas especificaciones técnicas se muestran en el cuadro 4.32 y en el Anexo IX.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INVERSOR PHOCOS SI350-24110	
	
Marca	Phocos
Modelo	SI350-24110
Potencia nominal	350 W
Máxima potencia	700 W (6 s)
Voltaje de entrada	24 Vdc
Rango de voltaje	21.0 a 31.0 Vdc
Corte por batería baja	21.0 Vdc
Alarma de batería bajo voltaje	22.0 Vdc
Corte por sobrecarga de batería	32 Vdc
Consumo sin carga	< 0.32 A
Consumo en modo ahorro	< 0.06 A
Voltaje de salida	110 Vac
Socket	Universal
Eficiencia a máxima carga	91%

Cuadro 4.32 Especificaciones técnicas del Inversor empleado en el diseño

Fuente: www.renova-energia.com

Una vez que se ha establecido el inversor que se va a emplear, se puede obtener el rendimiento del mismo de las especificaciones técnicas. Este valor es de:

$$\eta_{inv} = 91\%$$

Ahora que se conocen las eficiencias de los equipos que se emplearán en el diseño del sistema fotovoltaico, se procede a determinar el tamaño del acumulador.

La capacidad del acumulador se determina mediante la expresión:

$$C_{20} = \frac{A \cdot L_D}{PD_{max} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}}$$

Para el presente caso, los valores de cada uno de los parámetros anteriores son los siguientes:

A: Se ha estimado conveniente que la autonomía del sistema para el presente proyecto sea de 3 días, por lo tanto ***A = 3***.

PD_{max}: De acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, la máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes, como es el caso del consumo en la casa comunal / iglesia. Para el presente caso, las tensiones del regulador se ajustarán de forma que la profundidad de descarga máxima sea del 70%⁵⁸, por lo que ***PD_{max} = 0,7***.

η_{inv}: La eficiencia energética del inversor empleado en el diseño tiene un valor de ***η_{inv} = 0,91***.

η_{rb}: La eficiencia energética del acumulador + regulador es de ***η_{rb} = 0,81***.

El valor del consumo diario medio de la carga (*L_D*) se lo determina de la siguiente manera:

$$L_D (Ah/día) = \frac{E_D \text{ Wh/día}}{U_n (V)}$$

$$L_D = \frac{800,31 \text{ Wh/día}}{24 \text{ V}}$$

$$L_D = \mathbf{33,35 (Ah/día)}$$

⁵⁸ Numeral 5.6.7 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A Rev.-octubre 2002).

Por lo tanto la capacidad del acumulador es:

$$C_{20} = \frac{3 * 33,35}{0,7 * 0,91 * 0,81}$$

$$C_{20} = \mathbf{193,88 \text{ Ah}}$$

De acuerdo a esta capacidad y al voltaje del acumulador, a continuación se determina el número de baterías en serie y en paralelo que conformarán el acumulador.

Cabe recordar que las baterías empleadas en el diseño tienen las siguientes características:

$$V_{N \text{ (batería)}} = 12 \text{ V}$$

$$C_{20 \text{ (batería)}} = 200 \text{ Ah}$$

El número de baterías en serie es:

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{U_n}{V_{N \text{ (batería)}}$$

$$\text{Número de baterías en serie} = \frac{24 \text{ (V)}}{12 \text{ (V)}}$$

$$\text{Número de baterías en serie} = \mathbf{2}$$

El número de baterías en paralelo es:

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{C_{20}}{C_{20 \text{ (batería)}}$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{193,88 \text{ (Ah)}}{200 \text{ (Ah)}}$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = 0,969 \approx 1$$

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \mathbf{1}$$

Por lo tanto, el tamaño del acumulador, su capacidad y voltaje nominal son:

$$\mathbf{Tamaño\ del\ acumulador = 2\ baterías\ en\ serie \times 1\ batería\ en\ paralelo}$$

$$\mathbf{Capacidad\ del\ acumulador = 200\ Ah}$$

$$\mathbf{Voltaje\ del\ acumulador = 24\ V}$$

La capacidad del acumulador, además de ser suficiente para abastecer la capacidad calculada del acumulador, también permite obtener una mayor autonomía del sistema:

$$A = \frac{200 * 0,7}{33,35} \cdot 0,91 * 0,81$$

$$\mathbf{A = 3,095\ días}$$

Finalmente, otro requisito obligatorio que establece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, es que para el caso general se debe cumplir lo siguiente:

$$C_{20}/I_{SC\ (Generador\ FV)} < 25$$

Previamente se calculó la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, la misma que tiene un valor de:

$$I_{SC\ (Generador\ FV)} = 8,05\ (A)$$

Al remplazar este valor en la condición se tiene:

$$200/8,05 < 25$$

$$24,84 < 25$$

Se cumple el requisito

Por último, en los cuadros 4.33 y 4.34 se presenta el dimensionado del generador y el dimensionado final del sistema respectivamente, para el caso del consumo en la casa comunal / iglesia.

4.2.2.1.8 Dimensionado final del sistema (consumo casa comunal / iglesia)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			San Juan de Quitasol
Latitud ϕ		0,4435°	
E_D	kWh/día	0,80031	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Enero	Mes de peor radiación y consumo constante ($K=1,7$)
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		(0°, 10.4435°)	
(α, β)		(0°, 15°)	Mínimo para evitar acumulación de suciedad
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² ·día)	3,47	Fuente: CONELEC
FI		0,9975	$FI = 1 - 1,2 * 10^{-4} \beta - \beta_{opt}^2$
FS		0,9	Pérdidas por sombra
PR		0,6	Eficiencia energética global del sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)	5,296	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * K * FI * FS$
$P_{mp, min}$	kWp	0,252	$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

Cuadro 4.33 Dimensionado del generador (consumo casa comunal / iglesia)

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp	260	$P_{mp} < 1,2 \cdot P_{mp, min}$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	200	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,7	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,91	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético del regulador-acumulador
U_n	V	24	Voltaje nominal del acumulador
L_D	Ah	33,35	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días	3,095	Autonomía: $A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$
C_{20}/I_{SC}	h	24,84	$C_{20}/I_{SC} < 25$ (Cumple el requisito obligatorio para el caso general) $I_{SC \text{ generador, CEM}} = 8,05 (A)$

Cuadro 4.34 Dimensionado final del sistema (consumo casa comunal / iglesia)

4.2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Como se vio anteriormente, la evaluación económica de la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red de distribución se la realizó empleando el método de análisis beneficio/costo. Por esta razón, lo adecuado es emplear el mismo método de análisis para las dos alternativas de electrificación restantes: sistema solar fotovoltaico y sistema micro hidroeléctrico.

4.2.3.1 Datos para la evaluación económica

4.2.3.1.1 Costos

Los costos se subdividen en dos grupos: los de inversión y los de operación y mantenimiento, los cuales se pueden desagregar en los siguientes ítems:

a. Costos de Inversión

a.1 Activo fijo

Equipos del sistema fotovoltaico:

- Paneles fotovoltaicos
- Baterías
- Reguladores de carga
- Inversores DC – AC
- Interface de recarga para PC
- Software de administración
- Cableado
- Otros accesorios

a.2 Capital de trabajo

b. Costos de Operación y Mantenimiento

- Materiales y repuestos
- Gastos misceláneos

4.2.3.1.2 Beneficios

Para el caso en estudio, se consideran dos ítems: ingresos por venta de energía, y valor residual.

a. Ingresos por Venta de Energía

Es un ingreso anual que se produce desde la entrada en servicio del sistema fotovoltaico hasta el fin de su vida útil u horizonte del proyecto.

Se determina a partir de la energía que se venderá cada año, según lo previsto en el estudio de mercado; y de una tarifa por kWh que pagarán los usuarios o abonados.

Se calcula con la expresión:

$$B_n = E_n * t \quad (4.32)$$

Donde:

B_n = Ingresos por venta de energía, en el año n , en US\$.

E_n = Energía vendida durante el año n , en kWh.

t = Tarifa de venta de energía, en US\$/kWh.

b. Valor Residual

Es el valor de los bienes, en el último año de la vida útil del proyecto.

Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante su uso en el proyecto, la cual se determina teniendo en cuenta el criterio de tiempo de vida útil.

Forma de depreciación

Una forma adecuada de depreciación es considerar que el bien pierda su valor anualmente de manera uniforme, desde su valor inicial en el año de su instalación hasta cero en el último año de su vida útil (depreciación lineal).

El valor residual se puede calcular con la siguiente expresión:

$$VR_n = V_i - V_i \frac{(n)}{N} \quad (4.33)$$

Donde:

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

V = Valor inicial del bien, en el año de su instalación, en US\$.

N = Vida útil del bien, en años.

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

4.2.3.2 Elaboración del cuadro de flujo de caja interno para el caso en estudio

Este cuadro se elabora considerando los siguientes rubros:

Egresos

- Inversiones
- Costo de operación y mantenimiento

Ingresos

- Venta de energía
- Valor residual

Una forma de elaborar y presentar el cuadro de flujo de caja, se presenta en el cuadro 4.45; a partir de estos resultados se obtienen los datos para el cálculo de los indicadores de la evaluación económica, tal como se indica más adelante.

Antes de proceder con la determinación de los egresos e ingresos del proyecto, previamente es necesario establecer el período de vida útil que tendrá el proyecto.

Para este propósito se recurre a la Regulación No. CONELEC 003/11 en donde se establecen los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación que utilizan energías renovables (cuadro 4.35).

Tecnología	Plazo para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada	Plazo para las energías renovables no convencionales	Plazo para los autogeneradores
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0- 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 -10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

Cuadro 4.35 Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes⁵⁹

De acuerdo al cuadro 4.35, el período de vida útil del proyecto, el mismo que utiliza tecnología fotovoltaica, debe ser de:

Período de vida útil del proyecto = 20 años

⁵⁹ REGULACION No. CONELEC - 003/11: "Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración"

4.2.3.2.1 Determinación de los egresos

A continuación se determinan los egresos del proyecto para el caso en estudio.

- **Costos de Inversión**

Para determinar los costos de inversión, previamente se realiza un detalle de los equipos que serán utilizados en el sistema fotovoltaico. En los cuadros 4.36 y 4.37 se encuentra la lista de materiales del sistema fotovoltaico para el consumo residencial y el consumo en la casa comunal / iglesia respectivamente.

LISTA DE MATERIALES CONSUMO RESIDENCIAL					
Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad requerida por usuario	Número de usuarios	Cantidad total
1	Panel fotovoltaico 130 Wp / 12 VDC	U	4	18	72
2	Poste, soporte de paneles y accesorios	U	1	18	18
3	Batería 12 VDC / 200 Ah	U	4	18	72
4	Soporte de baterías y accesorios	U	1	18	18
5	Regulador de carga 40 A / 24 V + sistema prepago + llave (memoria portátil) + caja protectora sistema prepago	U	1	18	18
6	Inversor 700 W - 110 VAC / 60 Hz	U	1	18	18

Cuadro 4.36 Equipos utilizados en el sistema fotovoltaico para el consumo residencial

LISTA DE MATERIALES CONSUMO EN LA CASA COMUNAL / IGLESIA					
Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad requerida por usuario	Número de usuarios	Cantidad total
1	Panel fotovoltaico 130 Wp / 12 VDC	U	2	2	4
2	Poste, soporte de paneles y accesorios	U	1	2	2
3	Batería 12 VDC / 200 Ah	U	2	2	4
4	Soporte de baterías y accesorios	U	1	2	2
5	Regulador de carga 40 A / 24 V + sistema prepago + llave (memoria portátil) + caja protectora sistema prepago	U	1	2	2
6	Inversor 350 W - 110 VAC / 60 Hz	U	1	2	2

Cuadro 4.37 Equipos utilizados en el sistema fotovoltaico para el consumo en la casa comunal / iglesia

Cabe recordar que la demanda de energía de la casa comunal es la misma que la de la iglesia, por lo que el diseño técnico (número de componentes del sistema fotovoltaico) es el mismo para ambos casos.

En el cuadro 4.38 se encuentra el global de la lista de materiales del proyecto así como el análisis de precios unitarios.

LISTA DE MATERIALES Y PRECIOS UNITARIOS CONSUMO RESIDENCIAL + CASA COMUNAL + IGLESIA					
Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio Unitario (US\$)	Valor Total (US\$)
1	Panel fotovoltaico 130 Wp / 12 VDC	U	76	208,73	15863,48
2	Poste, soporte de paneles y accesorios	U	20	92,20	1844,00
3	Batería 12 VDC / 200 Ah	U	76	325,91	24769,16
4	Soporte de baterías y accesorios	U	20	45,43	908,60
5	Regulador de carga 40 A / 24 V + sistema prepago + llave (memoria portátil) + caja protectora sistema prepago	U	20	239,00	4780,00
6	Inversor 700 W - 110 VAC / 60 Hz	U	18	547,00	9846,00
7	Inversor 350 W - 110 VAC / 60 Hz	U	2	273,50	547,00
8	Interface de recarga para PC	U	1	250,00	250,00
9	Software de administración	U	1	3500,00	3500,00
10	Instalación	Global			2000,00
11	Cableado	Global			1500,00
SUBTOTAL					65808,24
I.V.A. (12 %)					7896,99
INVERSIÓN TOTAL					73705,23

Cuadro 4.38 Lista de materiales y precios unitarios del proyecto

Como se puede apreciar en el cuadro 4.38, el costo de inversión es de:

$$\text{Costo de Inversión} = \text{US\$ } 73705,23$$

- **Costos de Operación y Mantenimiento**

El mayor costo de operación y mantenimiento (O&M) se concentra en el recambio que se debe realizar de los componentes del sistema fotovoltaico cuando estos han cumplido su vida útil. Adicionalmente se considera un costo anual de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema fotovoltaico.

El análisis se empezará por la determinación del costo de reposición de los componentes del sistema fotovoltaico que han cumplido su vida útil. Por esta razón, es necesario primeramente determinar la vida útil de estos equipos.

En el cuadro 4.39 se muestra la vida útil de los componentes principales del sistema fotovoltaico.

Equipo	Vida Útil (Años)	Observación
Panel fotovoltaico	25	La ficha técnica de los paneles fotovoltaicos empleados en el diseño señala una vida útil de 25 años.
Inversor	20	La empresa donde se cotizaron los inversores y reguladores de carga empleados en el diseño, garantizan un período de vida útil para estos equipos superior a los 20 años. Para el caso en estudio se ha tomado un valor de 20 años como un valor adecuado para la vida útil de estos equipos.
Regulador de carga	20	
Batería	10	El caso de las baterías es diferente al de los demás componentes, ya que la vida útil de las mismas depende de la profundidad de descarga, tal como se explica a continuación.

Cuadro 4.39 Vida útil de los principales componentes del sistema fotovoltaico

Para determinar la vida útil de las baterías para el presente proyecto, primeramente se establecerá la profundidad de descarga diaria a la que serán sometidas, tal como se detalla a continuación:

La profundidad de descarga de diseño para el consumo residencial es de:
 $PD_{max} = 0,6$.

El número de días de autonomía es de: $A = 3$ días

Por lo tanto, la profundidad de descarga diaria de las baterías es de:

$$PD_{diaria} = \frac{PD_{max}}{A} \quad (4.34)$$

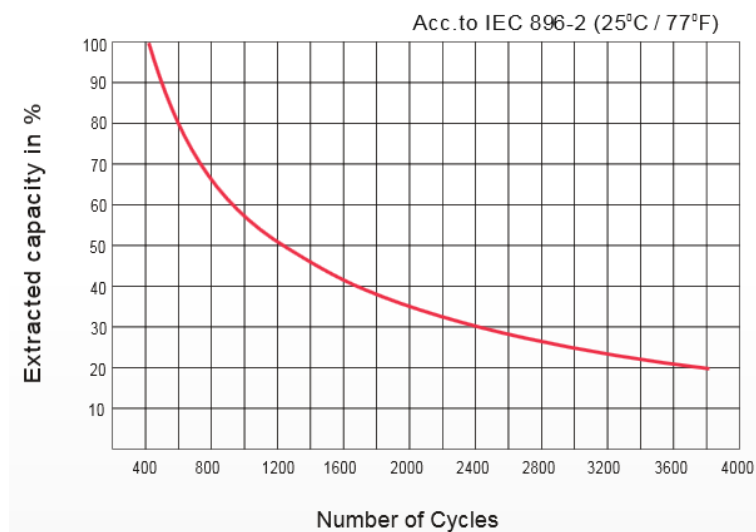
$$PD_{diaria} = \frac{0,6}{3} = 0,2$$

$$PD_{diaria} = 20\%$$

Cabe destacar que esta profundidad de descarga diaria igual al 20% se cumplirá siempre y cuando los usuarios consuman diariamente la energía establecida en los cuadros de carga, que para el caso del consumo residencial tiene un valor de 1,4 kWh/día.

Una vez establecida la profundidad de descarga diaria que es igual al 20%, se procede a determinar los ciclos de vida de la batería en relación a la profundidad de descarga diaria. Para este propósito, en la gráfica 4.11 se presenta la curva del número de ciclos de vida en relación a la capacidad extraída en porcentaje, correspondiente a la batería que se está empleando en el diseño (UCG200-12).

Como se puede observar en la gráfica 4.11, para una profundidad de descarga del 20% el número de ciclos de vida es de: **3800 ciclos**.



**Gráfica 4.11 Número de ciclos en función de la capacidad extraída en %
(Batería ULTRACELL UCG200-12)**

Cabe recordar que un ciclo es una descarga y carga de una batería a cualquier porcentaje de descarga.

Puesto que el 20% es la profundidad de descarga diaria, y como se parte desde el hecho que todos los días las baterías se volverán a cargar, entonces significa que diariamente se cumplirá un ciclo de descarga / carga.

Además, debido a que para el caso del consumo residencial, se asume que los 365 días del año se hará uso del sistema fotovoltaico, esto implica que al año habrán 365 ciclos de descarga / carga. Por lo tanto, para establecer el número de años de vida útil de las baterías, se hace uso de la siguiente expresión:

$$Vida\ útil_{batería} = \frac{Número\ de\ ciclos\ de\ vida\ útil_{(PD=20\%)}}{Número\ de\ ciclos\ al\ año} \quad (4.35)$$

$$Vida\ útil_{batería} = \frac{3800}{365} = 10,41\ años$$

Se toma como un valor redondeado de vida útil de las baterías de:

$$Vida\ útil_{batería} = 10\ (años)$$

Este valor de la vida útil de las baterías se lo ha obtenido tomando en cuenta los parámetros del consumo residencial. Quedaría por determinar la vida útil de las baterías para el consumo en la casa comunal y en la iglesia. Sin embargo, y dado que la vida útil de las baterías para estos tipos de consumo será mayor debido a que el uso de las mismas será mucho menor que en el consumo residencial, además puesto que el número de baterías del consumo en la casa comunal / iglesia representan un porcentaje mínimo del número total de las baterías del proyecto, se ha establecido que es conveniente utilizar el valor de 10 años para todas las baterías del proyecto.

Una vez establecida la vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico, para saber cuáles componentes necesitarán reposición, se debe comparar la vida útil

de estos equipos con el periodo de vida que tendrá el proyecto, que para el presente caso es de 20 años.

En el cuadro 4.40 se indica que equipos necesitarán reposición y el número de veces que se deberá hacer la reposición. Además, se establece el costo que conllevará esta reposición.

Costo de reposición de los componentes del sistema fotovoltaico				
Equipo	Vida útil (años)	Necesita reposición considerando que la vida del proyecto es de 20 años	Número de repuestos durante la vida útil del proyecto	Costo de reposición (US\$)
Paneles fotovoltaicos	25	No	-	-
Inversores	20	No	-	-
Reguladores de carga	20	No	-	-
Baterías	10	Sí	1	24769,16

Cuadro 4.40 Costo de reposición de los componentes del sistema fotovoltaico para una vida útil del proyecto de 20 años.

Por lo tanto el costo de reposición de los componentes, específicamente de las baterías, tiene un valor de:

$$\text{Costo de reposición}_{\text{baterías (en el año 10)}} = \text{US\$ } 24769,16$$

En lo referente al costo anual de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema fotovoltaico, este valor es bajo siendo de alrededor de un 0,5% a un 1,5% anual de los costos de inversión inicial.⁶⁰

Para el presente caso, se toma un valor para este costo de alrededor del 1% de los costos de inversión inicial, obteniéndose un valor de:

$$\text{Costo de mantenimiento}_{\text{preventivo y correctivo (anual)}} = \text{US\$ } 700,00$$

⁶⁰ (Breyer et al, 2009;. IEA, 2010c).

Por lo tanto, el costo de O&M anual tiene un valor de:

$$\text{Costo de O\&M}_{\text{anual}} = \text{US\$ } 700,00$$

El costo de O&M en el año 10 será de:

$$\text{Costo de O\&M}_{\text{en el año } 10} = \text{US\$ } 700,00 + \text{US\$ } 24769,16$$

$$\text{Costo de O\&M}_{\text{en el año } 10} = \text{US\$ } 25469,16$$

Una vez establecidos los egresos del proyecto (costos de inversión y costos de O&M), a continuación se procede con la determinación de los ingresos.

4.2.3.2.2 Determinación de los ingresos

A continuación se determinan los ingresos del proyecto para el caso en estudio.

- **Previsión de venta de energía**

En base al estudio de demanda realizado en el capítulo II, se tiene el siguiente consolidado que muestra el consumo mensual y anual total de energía:

Tipo de Consumo	Número de usuarios	Consumo Mensual por Usuario (kWh)	Consumo Mensual Total (kWh)	Consumo Anual Total (kWh)
Residencial	18	38,84	699,05	8.388,58
Casa Comunal	1	3,70	3,70	44,40
Iglesia	1	8,88	8,88	106,56
TOTAL	20		711,63	8.539,54

Cuadro 4.41 Consumo mensual y anual de energía de la comunidad San Juan de Quitasol

Una vez determinado el consumo anual total de energía, para determinar el ingreso anual por la venta de la misma, es necesario establecer el precio por kWh. Para este propósito, se recurre al Pliego Tarifario Vigente de la E.E.Q., cuyos datos más relevantes se muestran en el cuadro 4.42.

TARIFAS BAJA Y MEDIA TENSIÓN SECTOR RESIDENCIAL		
Rango de consumo mensual (kWh)	Cargos Tarifarios (US\$)	Descripción
0 - 50	0,0784	Por cada kWh de consumo en el mes
51 - 100	0,0814	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
101 - 150	0,0834	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
151 - 200	0,0904	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
201 - 250	0,0974	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo

Cuadro 4.42 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial.

Fuente: Pliego Tarifario de la E.E.Q.

El rango de consumo al que pertenecen los usuarios de la comunidad San Juan de Quitasol para esta alternativa de electrificación, es el primero (0 – 50 kWh), por lo tanto le corresponde un precio por kWh de:

$$\text{Precio por kWh} = \text{US\$ } 0,0784$$

Una vez establecido el precio por kWh, se puede calcular entonces los ingresos por venta anual de energía (cuadro 4.43).

Cabe resaltar que la venta anual de energía no varía puesto que los usuarios consumirán igual cantidad de energía todos los años, ya que su consumo se basa en modelos de carga fijos. Además el número de usuarios no variará puesto que los sistemas fotovoltaicos serán ubicados solo en aquellas viviendas que actualmente son habitadas, es decir 18 viviendas más la casa comunal y la iglesia, totalizando 20 usuarios.

Tiempo (Años)	Venta Anual de Energía (kWh)	Ingresos por Venta de Energía (US\$)
0	-	-
1	8.539,54	669,50
2	8.539,54	669,50
3	8.539,54	669,50
4	8.539,54	669,50
5	8.539,54	669,50
6	8.539,54	669,50
7	8.539,54	669,50
8	8.539,54	669,50
9	8.539,54	669,50
10	8.539,54	669,50
11	8.539,54	669,50
12	8.539,54	669,50
13	8.539,54	669,50
14	8.539,54	669,50
15	8.539,54	669,50
16	8.539,54	669,50
17	8.539,54	669,50
18	8.539,54	669,50
19	8.539,54	669,50
20	8.539,54	669,50

Cuadro 4.43 Ingresos por venta de energía

- **Valor residual de rescate**

El valor residual de los componentes del sistema fotovoltaico, está relacionado con la vida útil de dichos componentes, la misma que previamente fue establecida y que en resumen se muestra a continuación.

Equipo	Vida Útil (Años)
Panel fotovoltaico	25
Inversor	20
Regulador de carga	20
Batería	10

Cuadro 4.44 Vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico.

Del cuadro anterior, se puede apreciar que la vida útil de los inversores y de los reguladores de carga es de 20 años, es decir coincide con el período de vida útil del proyecto, por lo que el valor residual de estos componentes es cero.

En el caso de las baterías, la vida útil de las mismas es de 10 años, sin embargo se tiene contemplado realizar una reposición de las mismas en el año 10. La vida útil de dichos remplazos se terminará en el año 20, que es el último año de vida útil del proyecto, por lo que las baterías también tienen un valor residual de cero.

En cambio, la vida útil de los paneles fotovoltaicos es 25 años, y dado que el tiempo de uso en el proyecto de dichos equipos es de 20 años, entonces si existirá un valor residual, cuyo valor se lo determina mediante la ecuación 4.30.

$$VR_{P(20)} = V_{IP} - V_{IP} \frac{n}{N_P}$$

Donde:

$VR_{P(20)}$: Valor residual de los paneles en el año 20, en US\$.

V_{IP} : Valor inicial de los paneles en el año de su instalación; $V_{IP} = \text{US\$ } 15.863,48$

N_P : Vida útil de los paneles; $N_P = 25$ años.

n : Año en que se calcula el valor residual; $n = 20$.

Por lo tanto,

$$VR_{P(20)} = 15.863,48 - 15.863,48 * \frac{20}{25}$$

$$VR_{P 20} = \text{US\$ } 3.172,70$$

El valor residual de los equipos corresponderá entonces únicamente al valor residual de los paneles fotovoltaicos, por lo que:

$$\text{Valor residual} = \text{US\$ } 3.172,70$$

Una vez determinados los ingresos y egresos del proyecto, se preparan los datos para elaborar el cuadro de flujo de caja interno.

4.2.3.2.3 Cuadro de flujo de carga interno

El cuadro de flujo de caja interno para el presente caso es el siguiente:

Año	COSTOS			INGRESOS			Flujo de Caja
	Inversión	Operación y Mantenimiento	Costo Total	Valor Energía	Valor Residual	Beneficio Total	
A	B	C	D = B + C	E	F	G = E + F	H = G - D
0	73.705,23	0,00	73705,23	0,00		0,00	-73.705,23
1		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
2		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
3		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
4		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
5		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
6		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
7		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
8		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
9		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
10		25469,16	25469,16	669,50		669,50	-24799,66
11		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
12		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
13		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
14		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
15		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
16		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
17		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
18		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
19		700,00	700,00	669,50		669,50	-30,50
20		700,00	700,00	669,50	3172,70	3842,20	3142,20
VAN (12%)			86908,85			5.329,69	-81.579,15
TIR							-

Cuadro 4.45 Flujo de caja interno + indicadores económicos

4.2.3.2.4 Cálculo de los indicadores del análisis beneficio-costo

Para el cálculo de los indicadores económicos es necesario establecer una tasa de descuento (i). Como se mencionó en el análisis de la alternativa anterior, la SENPLADES recomienda utilizar una tasa de descuento para proyectos del 12%.

Por lo tanto:

$$\textit{Tasa de descuento } (i) = 12 \%$$

Cabe destacar que para realizar el análisis económico del sistema solar fotovoltaico, se creó la tabla de Excel “ANALISIS ECONÓMICO – SOLAR”.

El cálculo de los indicadores económicos se lo realizó de la siguiente manera:

- **Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)**

Para el cálculo del VAN se hizo uso de la herramienta computacional Microsoft Excel con la función: $VNA(\textit{tasa}; \textit{valor1}; [\textit{valor2}]; \dots)$.

El valor obtenido del VAN a una tasa de descuento del 12% es de:

$$\textit{VAN} = - 81.579,15 \text{ US\$}$$

- **Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Para el cálculo de la TIR se hizo uso de la herramienta computacional Microsoft Excel con la función: $TIR(\textit{valores}; [\textit{estimar}])$.

En este caso no se puede determinar el valor del TIR.

- **Cálculo de la relación beneficio-costos (B/C) a valor presente**

Para el cálculo de la relación beneficio-costos (B/C) a valor presente, se emplea la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{VAN_{beneficios (i=12\%)}}{VAN_{costos (i=12\%)}} \quad (4.36)$$

$$\frac{B}{C} = \frac{5.329,69}{86908,85}$$

$$\frac{B}{C} = 0,06$$

4.2.3.2.5 Análisis de resultados

En el cuadro 4.46 se muestran los criterios para evaluar los indicadores económicos.

VAN		TIR		B/C	
Resultado	Condición	Resultado	Condición	Resultado	Condición
> 0	Viable	> tasa de descuento	Viable	> 1	Beneficioso
< 0	No viable	< tasa de descuento	No viable	< 1	No cubre costos
= 0	Indiferente	= tasa de descuento	Indiferente	= 1	Indiferente

Cuadro 4.46 Criterios para evaluar los indicadores económicos

Los resultados obtenidos para los indicadores económicos del proyecto se muestran en resumen en el cuadro 4.47.

Indicador económico	Resultado	Evaluación
VAN	- 81.579,15 US\$	No viable (VAN < 0)
TIR	–	No viable
B/C	0,06	No cubre costos (B/C < 1)

Cuadro 4.47 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%

Como se puede apreciar en el cuadro 4.47, los resultados de los indicadores económicos señalan que el proyecto, tal como se ha analizado hasta el momento, no es viable económicamente.

Para encontrar alternativas que permitan mejorar las condiciones económicas del proyecto, a continuación se realiza un análisis de sensibilidad.

4.2.3.3 Análisis de sensibilidad

Mediante el análisis de sensibilidad se trata de investigar los efectos que sobre el proyecto tendrían algunos cambios en las premisas establecidas sobre costos e ingresos.

Para el presente caso, con la finalidad de mejorar las condiciones económicas del proyecto se tomarán las siguientes medidas:

- Disminución de la tasa de descuento.
- Incremento en el costo del kWh.

Con respecto a la primera medida, al analizar el efecto que esta produce en las condiciones económicas del proyecto, se puede concluir que para el presente caso, la disminución de la tasa de descuento por sí sola no permite que el proyecto sea viable económicamente.

Es necesario entonces, aplicar la segunda medida consistente en el incremento del costo del kWh. Para esto, primeramente se determinará el costo real del kWh para las condiciones actuales del proyecto (tasa de descuento = 12%).

4.2.3.3.1 Cálculo del costo real del kWh

El costo del kWh se calcula dividiendo el valor actual total de los costos entre el valor actual de los kWh que se espera vender, a una misma tasa de descuento (12%).

Para facilitar el cálculo se ha preparado el cuadro 4.48.

Año	COSTOS	ENERGIA	Costo del kWh (US\$)
	Costo Total Anual (US\$)	kWh vendidos	
A	B	C	D
0	73.705,23	0,00	
1	700,00	8.539,54	
2	700,00	8.539,54	
3	700,00	8.539,54	
4	700,00	8.539,54	
5	700,00	8.539,54	
6	700,00	8.539,54	
7	700,00	8.539,54	
8	700,00	8.539,54	
9	700,00	8.539,54	
10	25.469,16	8.539,54	
11	700,00	8.539,54	
12	700,00	8.539,54	
13	700,00	8.539,54	
14	700,00	8.539,54	
15	700,00	8.539,54	
16	700,00	8.539,54	
17	700,00	8.539,54	
18	700,00	8.539,54	
19	700,00	8.539,54	
20	700,00	8.539,54	
VAN (12%)	86.908,85	63.785,58	US\$ 1,36

Cuadro 4.48 Costo real del kWh

Para el cálculo del costo del kWh se emplea la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 \text{Costo por kWh} &= \frac{VAN_{\text{costos}} (i=12\%)}{VAN_{\text{energía}} (i=12\%)} & (4.37) \\
 \text{Costo por kWh} &= \frac{86.908,85}{63.785,58} \\
 \text{Costo por kWh} &= \text{US\$ 1,36}
 \end{aligned}$$

El resultado anterior indica que para que el proyecto se rentable, el costo mínimo por kWh debe ser de US\$ 1,36. Este costo es muy elevado, pues implica que los usuarios deben pagar mensualmente una cantidad considerable por el consumo de energía.

Por ejemplo, para el consumo residencial, cuyo consumo mensual es de 38,84 (kWh), el valor mensual que deben pagar los usuarios por concepto de consumo de energía es de:

$$\text{Costo mensual para el usuario} = 38,84 \text{ kWh} * 1,36(\text{US\$/kWh})$$

$$\text{Costo mensual para el usuario} = \text{US\$ } 52,82$$

Este valor es demasiado elevado considerando las condiciones económicas de los habitantes de la comunidad San Juan de Quitasol.

Este costo mensual sería menor si la tasa de descuento disminuye, esto debido a que con una tasa de descuento menor se reduce el precio por kWh.

A continuación en el cuadro 4.49 se muestra el costo del kWh así como el costo mensual para el usuario residencial para diferentes tasas de descuento.

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual para el usuario residencial (US\$)
1%	0,71	27,57
2%	0,76	29,52
3%	0,81	31,46
4%	0,86	33,40
5%	0,92	35,73
6%	0,98	38,06
7%	1,04	40,39
8%	1,10	42,72
9%	1,16	45,05
10%	1,23	47,77
11%	1,29	50,10
12%	1,36	52,82

Cuadro 4.49 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento.

Como se puede apreciar en el cuadro 4.49, aún para una tasa de descuento del 1%, el costo del kWh y por lo tanto el costo mensual para el usuario es elevado.

Es por esta razón que a continuación se analiza el efecto que produce en las condiciones económicas del proyecto, un ingreso que la E.E.Q. toma en cuenta para la evaluación económica de los proyectos, y que ya se vio en el análisis económico de la alternativa de electrificación en base a la extensión de la red.

Se trata del ingreso anual por beneficio social, y a continuación se realiza el análisis económico del presente caso tomando en cuenta este ingreso.

4.2.3.3.2 *Análisis económico considerando el Beneficio Social*

Cabe recordar que el ingreso por beneficio social es igual al producto de los siguientes parámetros:

- Ingreso por beneficio social por cada usuario (US\$/kwh).
- Porcentaje de distribución del beneficio social (%).
- Consumo mensual por usuario (kWh/mes).
- Número de usuarios por cada año.
- Número de meses al año (12).

El valor de cada parámetro se muestra a continuación:

- *Ingreso por beneficio social por cada usuario*: La E.E.Q ha establecido un valor para este ingreso de:

$$\text{Ingreso por beneficio social por cada usuario} = 1,40 \text{ (US\$/kWh)}$$

- *Porcentaje de distribución del beneficio social*: Se ha establecido un valor para este parámetro de:

$$\text{Porcentaje de distribución del beneficio social} = 50\%$$

- *Consumo mensual por usuario y número de usuarios al año:* El valor de estos parámetros se muestra en resumen en el cuadro 4.50.

Tipo de Consumo	Número de usuarios	Consumo Mensual por Usuario (kWh)	Consumo Mensual Total (kWh)	Consumo Anual Total (kWh)
Residencial	18	38,84	699,05	8388,58
Casa Comunal	1	3,70	3,70	44,40
Iglesia	1	8,88	8,88	106,56
TOTAL	20		711,63	8539,54

Cuadro 4.50 Demanda de energía de la comunidad San Juan de Quitasol

Cabe destacar que para el presente caso, el consumo mensual por usuario no es el mismo valor para todos los usuarios, esto debido a que existen tres categorías de consumo cuyos valores son diferentes.

En lo que respecta al número de usuarios por cada año, cabe señalar que para esta alternativa de electrificación, el número de usuarios durante el período de vida del proyecto no variará, esto debido a que los sistemas fotovoltaicos serán ubicados solo en aquellas viviendas que actualmente son habitadas, es decir 18 viviendas más la casa comunal y la iglesia, totalizando 20 usuarios.

Es importante señalar que el producto de estos dos parámetros multiplicado por 12 meses al año, da como resultado el consumo anual total (kWh) de la comunidad. Este valor se encuentra en el cuadro 4.50 y es de:

$$\text{Consumo anual total} = 8539,54 \text{ (kWh)}$$

Por lo tanto, el ingreso anual por beneficios sociales tiene un valor de:

$$\text{Ingreso anual por beneficios sociales} = 1,40 * 50\% * 8539,54$$

$$\text{Ingreso anual por beneficios sociales} = \text{US\$ } 5.977,68$$

Este valor será constante a lo largo de los 20 años de vida del proyecto, ya que como se mencionó anteriormente, el número de usuarios será constante en este tiempo.

En el cuadro 4.51 se presenta el cuadro de flujo interno considerando el ingreso anual por beneficio social.

Año	COSTOS			INGRESOS				Flujo de Caja
	Inversión	Operación y Mantenimiento	Costo Total	Valor Energía	Valor Residual	Beneficios Sociales	Beneficio Total	
A	B	C	D = B + C	E	F	G	H = E + F + G	I = H - D
0	73.705,23	0,00	73.705,23	0,00			0,00	-73.705,23
1		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
2		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
3		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
4		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
5		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
6		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
7		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
8		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
9		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
10		25469,16	25469,16	669,50		5.977,68	6.647,17	-18.821,99
11		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
12		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
13		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
14		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
15		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
16		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
17		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
18		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
19		700,00	700,00	669,50		5.977,68	6.647,17	5.947,17
20		700,00	700,00	669,50	3172,70	5.977,68	9.819,87	9.119,87
VAN (12%)			86.908,85				49.979,60	- 36.929,25
TIR								2,72%

Cuadro 4.51 Cuadro de flujo de carga interno + indicadores económico considerando el beneficio social.

Los resultados obtenidos para los indicadores económicos considerando el beneficio social se muestran en el cuadro 4.52.

Indicador económico	Resultado	Evaluación
VAN	- 36.929,25 US\$	No viable (VAN < 0)
TIR	2,72%	No viable (< 12%)
B/C	0,58	No cubre costos (B/C < 1)

Cuadro 4.52 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12% considerando el beneficio social.

Como se puede apreciar en el cuadro 4.52, los resultados de los indicadores económicos señalan que el proyecto es todavía inviable económicamente aun considerando el beneficio social.

Cabe destacar que el ingreso por beneficio social mejoró el resultado de los indicadores económicos considerablemente, pero no lo suficiente como para que el proyecto sea rentable económicamente.

Por esta razón, es necesario analizar medidas adicionales a la del ingreso por beneficio social, las mismas que consistirán en la disminución de la tasa de descuento y el incremento en el costo del kWh.

Este análisis se realiza con la ayuda de la tabla de Excel “ANALISIS ECONÓMICO – SOLAR”, y cuyos resultados se muestran en el cuadro 4.53.

En este cuadro se muestra para cada tasa de descuento, el costo que debe tener el kWh para que el proyecto sea rentable. Además se muestra el costo mensual para el usuario así como los indicadores económicos correspondientes a cada tasa de descuento.

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario residencial (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
1%	0,0784	3,04	13791,8	2,72%	1,13
2%	0,0784	3,04	5355,4	2,72%	1,05
3%	0,10	3,88	843,99	3,12%	1,01
4%	0,16	6,21	1303,73	4,20%	1,01
5%	0,22	8,54	1468,64	5,24%	1,02
6%	0,28	10,87	1412,97	6,24%	1,01
7%	0,34	13,20	1194,15	7,21%	1,01
8%	0,40	15,53	856,52	8,16%	1,01
9%	0,47	18,25	1213,78	9,24%	1,01
10%	0,53	20,58	680,61	10,14%	1,01
11%	0,60	23,30	794,71	11,17%	1,01
12%	0,67	26,02	806,31	12,18%	1,01

**Cuadro 4.53 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento
tomando en cuenta el beneficio social**

Un aspecto importante de estos resultados, es que únicamente para las tasas de descuento del 1% y 2%, el usuario deberá pagar por kWh el precio establecido en el Pliego Tarifario de la E.E.Q (0,0784 US\$/kWh). Para las demás tasas de descuento, el usuario deberá pagar un costo mayor al del pliego, destacando que mientras mayor sea la tasa de descuento, mayor será el costo por kWh esto para conseguir que el proyecto sea rentable económicamente.

Lo ideal sería que el usuario pague por el kWh lo establecido en el pliego tarifario, sin embargo, las tasas de descuento que permiten esto, 1% y 2%, son muy bajas.

Por otro lado, el costo por kWh para la tasa de descuento sugerida por el SENPLADES (12%) es de 0,67 US\$/kWh, lo que implica que el costo mensual para el usuario es de US\$ 26,02. Este costo es más accesible para el usuario que el obtenido para el análisis sin beneficio social, el cual tenía un valor de US\$ 52,82. Lo que demuestra que el análisis económico incluyendo el ingreso por beneficio social, mejora considerablemente las condiciones económicas del proyecto.

Sin embargo, el valor del costo mensual de la energía a pagar por el usuario para la tasa de descuento del 12%, cuyo valor es de US\$ 26,02, es mayor que el valor correspondiente a la disponibilidad de pago de los habitantes de la comunidad San Juan de Quitasol, el cual, según las encuestas realizadas, se encuentra en un rango de 15 a 20 dólares.

Por esta razón, es necesario definir una tasa de descuento mínima con la que se pueda considerar que el proyecto puede ser rentable económicamente y que permita un pago mensual por usuario que se encuentre dentro del rango de disponibilidad de pago antes mencionado.

Para esto, es necesario establecer un valor referencial para la tasa de interés activa del mercado. Con esta finalidad, se recurre a los valores de los indicadores económicos establecidos por el Banco Central del Ecuador.

Según estos indicadores, para el Período Septiembre 2014, la tasa de interés activa referencial tiene un valor de:

$$\textit{Tasa de interés activa referencial} = 7,86\%$$

Por lo tanto, en base a este valor, a los resultados obtenidos en el cuadro 4.53 y a la disponibilidad de pago de los habitantes de la comunidad, se ha establecido que la mejor opción para esta alternativa de electrificación que permite que el proyecto sea rentable económicamente es:

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual por usuario (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
8%	0,40	15,53	856,52	8,16%	1,01

Cuadro 4.54 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base al uso de sistemas solares fotovoltaicos.

Una vez realizado el análisis técnico-económico para la segunda alternativa de electrificación que comprende el uso de sistemas fotovoltaicos, a continuación se procede con el análisis técnico-económico para la tercera alternativa de electrificación que consiste en el uso de una micro central hidroeléctrica.

4.3 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA EL USO DE SISTEMAS MICRO HIDROELÉCTRICOS

4.3.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO HIDROENERGÉTICO PARA EL CASO DE ESTUDIO

En el capítulo III, se analizó el probable comportamiento hidrológico que tendría el Río Cóndor Machay, el cual se lo determinó haciendo una analogía con el río principal al que alimenta, el Pilatón, y relacionándolo también con un río cercano, el San Pedro en Machachi, y con los datos de precipitación obtenidos de la estación meteorológica más cercana a la zona del proyecto, la estación Izobamba.

Ahora, es necesario recolectar datos propios a partir de mediciones instantáneas del caudal, que permitan junto con la determinación de la altura, evaluar el potencial de generación de energía hidroeléctrica de la zona del proyecto. Para esto, se va a empezar por establecer el lugar de evaluación del recurso hidroenergético.

4.3.1.1 Lugar de evaluación del recurso hidroenergético

Puesto que para la medición del caudal se empleará el método del flotador, tal como se verá más adelante, se procedió a buscar en el río, un tamo uniforme en el que no existan piedras grandes o troncos que impidan el libre flujo del agua, para poder realizar en este lugar, las mediciones necesarias que permitan determinar el caudal del río.

Después de analizar algunas alternativas, el lugar elegido para realizar las mediciones fue el siguiente:



Gráfica 4.12 Lugar elegido para realizar las mediciones.

Este lugar se encuentra junto a un pequeño reservorio natural con una buena profundidad, el mismo que sería una buena alternativa para la ubicación de la bocatoma o captación de agua. La ubicación de este sitio es la siguiente:

UBICACIÓN DE LA BOCATOMA	
Latitud	0°26'16.12"S
Longitud	78°38'28.46"O
Altura	2732 m.s.n.m.

Cuadro 4.55 Ubicación geográfica de la futura bocatoma.



Gráfica 4.13 Lugar en el que se ubicará la futura bocatoma.

Para determinar la posible ubicación de la cámara de carga y de la casa de máquinas, se procedió a analizar algunos lugares río abajo, cuya ubicación permita obtener una buena altura para la tubería de presión.

Los lugares elegidos se muestran en la gráfica 4.14.



Gráfica 4.14 Ubicación de la cámara de carga y la casa de máquinas.
Fuente: Google Earth

UBICACIÓN DE LA CÁMARA DE CARGA	
Latitud	0°26'13.48"S
Longitud	78°38'30.53"O
Altura	2722 m.s.n.m.

Cuadro 4.56 Ubicación geográfica de la cámara de carga

UBICACIÓN DE LA CASA DE MÁQUINAS	
Latitud	0°26'14.73"S
Longitud	78°38'32.34"O
Altura	2697 m.s.n.m.

Cuadro 4.57 Ubicación geográfica de la casa de máquinas.



Gráfica 4.15 Ubicación de la futura casa de máquinas.

Una vez establecido el lugar adecuado para la evaluación del recurso hidroenergético, se procede entonces a determinar la capacidad de generación de energía hidroeléctrica. Esta se encuentra determinada por la altura o caída (energía potencial) que se pueda obtener y del caudal disponible. La altura depende de la topografía del terreno, y el caudal depende de las características del río de la comunidad.

A continuación se describe el procedimiento seguido para la evaluación de la altura y del caudal.

4.3.1.2 Medición de altura, salto o caída

Debido a la gran distancia existente entre la bocatoma y la futura casa de máquinas y debido también a lo dificultoso que es desplazarse por el camino por donde circula el río, resultó sumamente difícil emplear métodos comunes para la medición de la altura como por ejemplo el método de la manguera de nivelación o el método del nivel de carpintero y tabla.



Gráfica 4.16 Camino por el que circula el Río Cóndor Machay

Por esta razón, para determinar la altura existente entre la bocatoma y la casa de máquinas, se hizo uso de la herramienta Google Earth la cual nos proporciona la altura sobre el nivel del mar tanto de la bocatoma como de la futura casa de máquinas. En base a estos datos se obtuvo el siguiente el resultado:

Altura de cámara de carga = 2722 m.s.n.m

Altura de la casa de máquinas = 2697 m.s.n.m

*Altura aprovechable para la generación hidroeléctrica = 2722 – 2697 = **25 (m)***

Cabe destacar que esta altura también se la determinó haciendo uso de un GPS, obteniéndose resultados similares.

La longitud de la tubería de presión se la determinó también haciendo uso de la herramienta Google Earth, obteniéndose un valor de:

Longitud de la tubería de presión = 65(m)

Una vez obtenida la altura aprovechable para la generación hidroeléctrica, se procedió a realizar la medición del caudal del río tal como se muestra en la siguiente sección.

4.3.1.3 Medición del caudal

Un aspecto importante a considerar es que las mediciones de caudal se realicen en temporada de sequía (ausencia de precipitaciones), ya que es el tiempo más crítico e ideal para el diseño de la micro central hidráulica. Como se estableció anteriormente, el mes que registra el menor caudal es el mes de Agosto. Por esta razón, se procedió a realizar las mediciones en el mes de Agosto, específicamente en el día 11 de Agosto del año 2013.

Para la medición del caudal del río se empleó el método del flotador cuyo procedimiento aplicado al presente proyecto se detalla a continuación.

4.3.1.3.1 Método del área y velocidad (Método del flotador)

Este método se basa en el principio de continuidad. Para un fluido de densidad constante fluyendo a través del área de una sección conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media será constante:

$$\text{Área} \times V_{\text{media}} = Q = \text{constante} \text{ (m}^3 \text{ s)} \quad (4.38)$$

Dónde:

V_{media} = velocidad promedio del agua en la corriente.

Este producto es igual al valor del caudal volumétrico (Q, en m³/s).

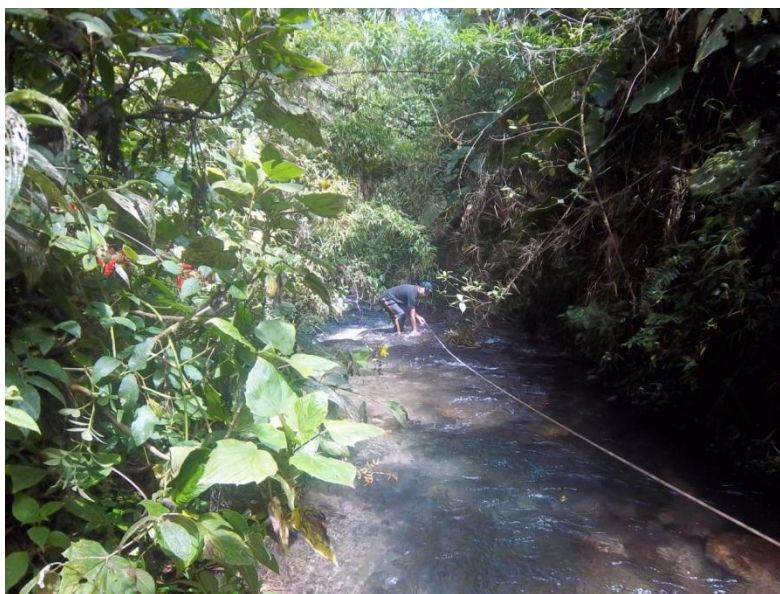
Procedimiento

Para la medición del caudal mediante este método, se emplearon los siguientes materiales:

- Una lata metálica, que sirvió como como objeto flotante.
- Un cronómetro.
- Una cinta métrica de 20 m.
- Una regla graduada

- **Primer paso: Medición de la longitud de un tramo del río seleccionado**

En el lugar elegido para realizar las mediciones, se estableció un tramo adecuado del río entre dos puntos A (de inicio) y B (de llegada) y se procedió a medir la distancia existente entre éstos con la cinta métrica (ver gráfica 4.17).



Gráfica 4.17 Tramo del río seleccionado para realizar las mediciones

La longitud (L) para el tramo seleccionado fue de:

$$L = 8 (m)$$

- **Segundo paso: Medición de la velocidad**

Después, una persona se ubicó en el punto A con el flotador (lata metálica) y la otra persona se ubicó en el punto B con el cronómetro. El objetivo es medir el tiempo que recorre el flotador desde el punto A hasta el punto B.

Se realizaron 10 mediciones las mismas que se muestran a continuación:

MEDICIONES REALIZADAS EN EL TRAMO DE RÍO SELECCIONADO										
Medición	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅	t ₆	t ₇	t ₈	t ₉	t ₁₀
Tiempo (s)	5,93	5,73	6,17	6,10	5,94	5,79	5,87	6,33	6,46	6,43

Cuadro 4.58 Mediciones del tiempo que recorre el flotador desde el punto A al punto B

El objetivo de realizar diez mediciones fue para tener un valor promedio lo más cercano a lo real de la velocidad superficial del flujo de agua.

El tiempo promedio (t_m) obtenido es el siguiente:

$$t_m = \frac{t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7 + t_8 + t_9 + t_{10}}{10} \quad (4.39)$$

$$t_m = \frac{5,93 + 5,73 + 6,17 + 6,10 + 5,94 + 5,79 + 5,87 + 6,33 + 6,46 + 6,43}{10}$$

$$t_m = 6,075 \text{ s}$$

La velocidad superficial del flujo de agua (V) se la calcula de la siguiente manera:

$$V = \frac{\text{Distancia } A \rightarrow B \text{ (m)}}{\text{Tiempo promedio (s)}} = \frac{L \text{ (m)}}{t_m \text{ (s)}} \quad (4.40)$$

$$V = \frac{8 \text{ (m)}}{6,075 \text{ (s)}}$$

$$V = 1,317 \text{ (m/s)}$$

Esta velocidad deberá ser reducida por un factor de corrección K para hallar la velocidad media de la sección. Este factor depende de la profundidad y el material del río (ver cuadro 4.60).

- **Tercer paso: Medición del área de la sección transversal del río**

En el tramo seleccionado, se ubicó la sección o ancho del río que presenta condiciones promedio y facilidades para la medición del área transversal. En la gráfica 4.18 se muestra la sección elegida para este propósito.



Gráfica 4.18 Medición del ancho de la sección transversal media

Un método práctico, con buena aproximación para calcular el área transversal, es formar figuras geométricas que definan el área transversal del río, tal como se muestra en la gráfica 4.19. La utilidad de este método, es que se puede hallar fácilmente el área de cada una de estas figuras geométricas, y al sumar todas las áreas, se obtiene un aproximado bastante cercano a la realidad del área transversal del río.

Para esto, es necesario dividir el ancho del río en varios segmentos. Para cada segmento se procede a medir la altura que el agua alcanza en ese punto.

Para el presente caso, el valor medido para el ancho del río (a_m) fue de:

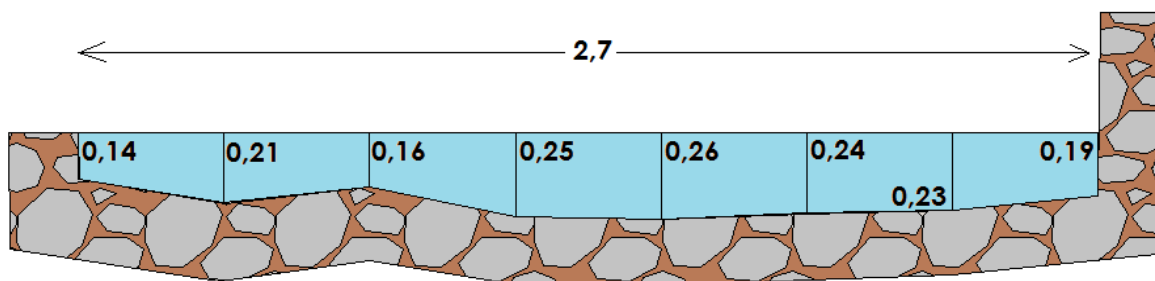
$$a_m = 2,70 \text{ (m)}$$

Este ancho del río se dividió en siete segmentos iguales, siendo necesaria la medición de la altura del agua en ocho puntos (h1...h8). Las mediciones de la altura se las realizó con una regla graduada, y los resultados obtenidos se muestra en el cuadro 4.59.

Medición	Profundidad (m)
h1	0,14
h2	0,21
h3	0,16
h4	0,25
h5	0,26
h6	0,24
h7	0,23
h8	0,19

Cuadro 4.59 Mediciones de la profundidad para cada punto seleccionado

En base a las mediciones hechas, se puede establecer el siguiente perfil para el sección transversal del río en estudio:



Gráfica 4.19 Perfil de la sección transversal del Río Cóndor Machay.

En base al perfil de la gráfica anterior, se procedió a calcular el área de cada una de las siete figuras geométricas que conforman la sección transversal del río.

Al sumar las áreas de estas figuras geométricas se obtuvo que el área total de la sección transversal para el río en estudio tiene un valor de:

$$A_T = 0,649 (m^2)$$

- **Cuarto paso: Cálculo del caudal**

Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida se obtiene el volumen de agua estimado que fluye. La fórmula para el cálculo es:

$$Q = k \cdot V \cdot A_T \quad (4.41)$$

Donde:

Q = Caudal (m³/s)

A = Área promedio de la sección transversal (m²)

V = Velocidad superficial del agua (m/s)

k = Factor de corrección de velocidad.

El valor del factor k se obtiene del cuadro 4.60 en función del tipo de río o canal y la profundidad del mismo.

Tipo de canal o río	Profundidad del agua en el centro del lecho	Factor k
Canal revestido con concreto	Mayor de 0,15 m	0,80
Canal de tierra	Mayor de 0,15 m	0,70
Río o riachuelo	Mayor de 0,15 m	0,50
Riachuelos o canales de tierra	Menor de 0,15 m	0,50 a 0,25

Cuadro 4.60 Valores de k según la profundidad y el material del canal o río

Para el caso en estudio, el valor del factor es de **k = 0,50**.

Por lo tanto, el valor del caudal (Q) es el siguiente:

$$Q = k * V * A_T$$

$$Q = 0,5 * 1,317 * 0,649$$

$$Q = 0,427 \text{ m}^3/\text{s}$$

Dado que $1 (m^3/s) = 1000 \text{ lt/s}$, entonces:

$$Q = 427,73 \text{ lt/s}$$

Un aspecto importante a tener en cuenta es que para el caudal de diseño se debe tener en cuenta el caudal ecológico.

Sobre este tema, existen criterios con base legal para la determinación del Caudal Ecológico en centrales hidroeléctricas, recogidos en la Norma para la Prevención y Control de Contaminación Ambiental del Recurso Agua de Centrales Hidroeléctricas (Anexo 1B, Reg.Of.41-14/03/2007). El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) está encargado de aprobar las evaluaciones de caudales ecológicos para los proyectos, mientras que la entidad administradora de los recursos hídricos se encargará de hacer respetar dichos regímenes

En base a la normativa anterior, se establece un caudal ecológico mínimo del 10% del caudal medio anual.⁶¹

Para el presente caso, y en base a la demanda que tiene el sistema micro hidroeléctrico actualmente y al pronóstico de demanda que tendrá en 20 años, se tomará un caudal ecológico del 20%.

Por lo tanto, el caudal aprovechable para la generación hidroeléctrica es el 80% del caudal medido, es decir:

$$Q = 0,427 * 0,8$$

$$Q = 0,3416 \text{ m}^3/\text{s}$$

Una vez que se han determinado el caudal del Río Cóndor Machay (Q) y el salto bruto (H_B), se procede a determinar la potencia aprovechable para la generación hidroeléctrica.

⁶¹ Fuente: Caudal ecológico y régimen de caudales; EIAD – Proyecto Hidroeléctrico Normandía y L/T Asociada Yawe Cía. Ltda.; Capítulo 5.

4.3.2 DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DEL SISTEMA MICRO HIDROELÉCTRICO

4.3.2.1 Esquema del sistema micro hidroeléctrico

Previo al dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico, es necesario tener un esquema del sistema para tener un referente de la ubicación de los diferentes componentes. Este esquema se lo muestra en la gráfica 4.20.



Gráfica 4.20 Esquema del sistema micro-hidroeléctrico.

Fuente: Google Earth.

Una vez establecido el esquema del sistema micro hidroeléctrico, a continuación se procede con el cálculo de los parámetros necesarios para el dimensionamiento de los componentes principales del sistema micro hidroeléctrico.

En primer lugar, es necesario determinar el salto neto (H_n) para lo cual se deben determinar las pérdidas de carga en la tubería de presión (ΔH). Por esta razón, el análisis se inicia con la selección de la tubería de presión.

4.3.2.2 Selección de la tubería de presión

Existen tres consideraciones fundamentales para la selección de la tubería de presión:

- El material
- La presión nominal
- El diámetro interior

4.3.2.2.1 Selección del material

El material de la tubería de presión puede ser PVC, polietileno, concreto, acero comercial, hierro fundido, etc.

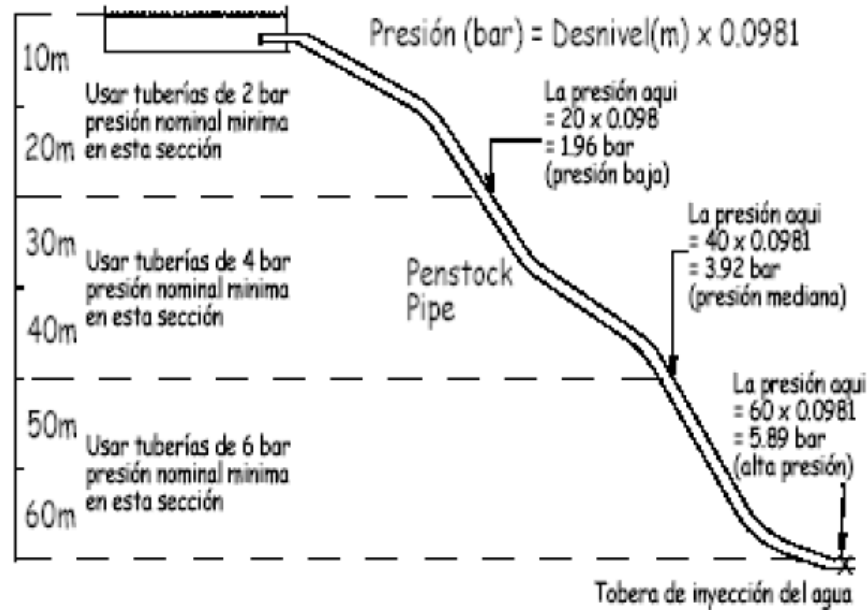
Para el caso en estudio, para la tubería de presión se emplearán tubos de PVC, esto para facilitar su transporte. Recordar que las vías de acceso al sitio del proyecto se encuentran en mal estado además de que el camino es bastante estrecho lo que imposibilita la entrada de vehículos grandes como grúas o camiones, los mismos que se requerirían para transportar por ejemplo tuberías de concreto o acero.

Además, la tubería de PVC resulta muy competitiva en alturas medias de salto (una tubería de 400 mm de diámetro puede utilizarse en saltos de hasta 200 metros) en las que, con frecuencia, resulta más barata que la de acero, es más fácil de manejar en obra y no requiere ninguna protección contra la corrosión.

4.3.2.2.2 Determinación de la presión nominal

La presión nominal que existe en cualquier punto de la tubería de presión puede ser fácilmente calculada si se conoce el desnivel existente en ese punto.

En la gráfica 4.21 se puede apreciar como la presión en la tubería varía en función del desnivel.



Gráfica 4.21 Presión nominal a diferentes alturas⁶²

La expresión para determinar la presión nominal existente en la tubería de presión es la siguiente:

$$\text{Presión nominal bar} = \text{desnivel m} * 0,0981 \quad (4.42)$$

El desnivel, que es el valor de la altura bruta (H_B), para el presente caso tiene un valor de 25 (m), tal como se estableció anteriormente. Por lo tanto:

$$\text{Presión nominal} = 25 \text{ m} * 0,0981$$

$$\text{Presión nominal} = 2,4525 \text{ bar}$$

Expresado en otras unidades, la presión nominal tiene un valor de:

$$\text{Presión nominal} = 0,2453 \text{ Mpa} = 2,5009 \text{ (kgf/cm}^2\text{)} = 35,5705 \text{ (Lb/plg}^2\text{)}$$

⁶² Tesis: "Diseño y construcción de una pico central hidroeléctrica utilizando una turbina Michell Banki para generación eléctrica en el Sector de Las Carmelitas del Cantón Tena"; Elaborado por: Landa Quimbita Fredy Javier, Llanganate Quinatoa Luis Eduardo; ESPE, 2009.

El valor antes calculado es el valor de la presión nominal mínima en la tubería de presión. Por lo tanto, la tubería de presión seleccionada deberá soportar una presión nominal igual o mayor al valor calculado.

Es importante anotar que mientras más alta es la presión, mayor es el espesor de la pared de la tubería de presión.

A continuación se procede con el cálculo del diámetro de la tubería de presión que se relaciona además con las pérdidas de carga en la tubería las mismas que servirán para determinar el salto neto (H_n).

4.3.2.2.3 Cálculo del diámetro de la tubería de presión y pérdidas de carga

A continuación se presenta un método para seleccionar una tubería con un espesor de pared y diámetro adecuados.

Procedimiento:

- a. Establecer la caída bruta y el valor del caudal de diseño de turbina.*

$$\text{Caída bruta} = H_B = 25 \text{ (m)}$$

$$\text{Caudal de diseño} = Q = 0,3416 \text{ (m}^3\text{/s)}$$

- b. En base al material seleccionado, tomar un diámetro tentativo d , determinar un diámetro interno consultando los catálogos de fabricantes.*

Como se explicó anteriormente, el material de la tubería de presión será de PVC. A continuación se presenta el catálogo de tuberías de PVC a presión de una marca que se encuentra en el mercado.

Diámetro Nominal	CÓD.	Serie	Espesor de Pared	Diámetro Interior	Presión de Trabajo		
					mm	Mpa	kgf/cm ²
110	926118	20,0	2,7	104,6	0,63	6,43	91
	926119	16,0	3,4	103,2	0,80	8,16	116
	926120	12,5	4,2	101,6	1,00	10,20	145
	926121	10,0	5,2	99,6	1,25	12,75	181
	926122	8,0	6,6	96,8	1,60	16,32	232
160	926125	20,0	3,9	152,2	0,63	6,43	91
	926126	16,0	5,0	150,0	0,80	8,16	116
	926127	12,5	6,2	147,6	1,00	10,20	145
	926128	10,0	7,6	144,8	1,25	12,75	181
	926129	8,0	9,6	140,8	1,60	16,32	232
200	926131	20,0	4,9	190,2	0,63	6,43	91
	926132	16,0	6,2	187,6	0,80	8,16	116
	926133	12,5	7,7	184,6	1,00	10,20	145
	926134	10,0	9,5	181,0	1,25	12,75	181
	926135	8,0	12,0	176,0	1,60	16,32	232
250	926141	20,0	6,1	237,8	0,63	6,43	91
	926142	16,0	7,8	234,4	0,80	8,16	116
	926143	12,5	9,6	230,8	1,00	10,20	145
	926144	10,0	11,9	226,2	1,25	12,75	181
	926145	8,0	15,0	220,0	1,60	16,32	232
315	926147	20,0	7,7	299,6	0,63	6,43	91
	926148	16,0	9,8	295,4	0,80	8,16	116
	926149	12,5	12,1	290,8	1,00	10,20	145
	926150	10,0	15,0	285,0	1,25	12,75	181
	926151	8,0	18,9	277,2	1,60	16,32	232
355	926153	20,0	8,7	337,6	0,63	6,43	91
	926154	16,0	11,0	333,0	0,80	8,16	116
	926155	12,5	13,7	327,6	1,00	10,20	145
	926156	10,0	16,9	321,2	1,25	12,75	181
	926157	8,0	21,4	312,2	1,60	16,32	232
400	926159	20,0	9,8	380,4	0,63	6,43	91
	926160	16,0	12,4	375,2	0,80	8,16	116
	926161	12,5	15,4	369,2	1,00	10,20	145
	926162	10,0	19,0	362,0	1,25	12,75	181
	926163	8,0	24,1	351,8	1,60	16,32	232
450	926164	20,0	11,0	428,0	0,63	6,43	91
	947134	16,0	13,8	422,4	0,80	8,16	116
	926165	12,5	17,2	415,6	1,00	10,20	145
	947115	10,0	21,5	407,0	1,25	12,75	181
500	926166	20,0	12,3	475,4	0,63	6,43	91
	926167	16,0	15,5	469,0	0,80	8,16	116
	926168	12,5	19,2	461,6	1,00	10,20	145
	926169	10,0	23,8	452,4	1,25	12,75	181
630	926172	20,0	15,5	599,0	0,63	6,43	91
	926170	16,0	19,5	591,0	0,80	8,16	116
	926171	12,5	24,2	581,6	1,00	10,20	145
	926174	10,0	30,0	570,0	1,25	12,75	181

Cuadro 4.61 Especificaciones técnicas de tubería PVC para instalaciones para fluidos a presión. Fuente: Plastigama

El valor del diámetro interno d elegido y que se encuentra resaltado en el cuadro 4.61 tiene un valor de:

$$\mathbf{d = 351,8 (mm)}$$

La presión de trabajo para este diámetro interno $d = 351,8$ (mm) que corresponde a una tubería de un diámetro nominal de 400 (mm) y un espesor de pared de 24,1 (mm), es de 1,60 (Mpa). Este valor es mayor que la presión nominal mínima calculada que es igual a 0,2453 (Mpa), por lo que este espesor si cumple con los requerimientos de presión en la tubería.

- c.** *Medir o calcular la longitud de la tubería (L).*

La longitud de la tubería de presión fue determinada previamente. Su valor es:

$$\mathbf{L = 65 (m)}$$

- d.** *Establecer un valor para la rugosidad K (mm). Calcular K/d y luego calcular $1,27 Q/d$, empleando unidades ISO. Leer en el diagrama de Moody el factor de fricción (f).*

De acuerdo a los catálogos de la tubería PVC que se va a emplear como tubería de presión, la rugosidad (K) tiene un valor de:

$$\mathbf{K = 0,0015 (mm)}$$

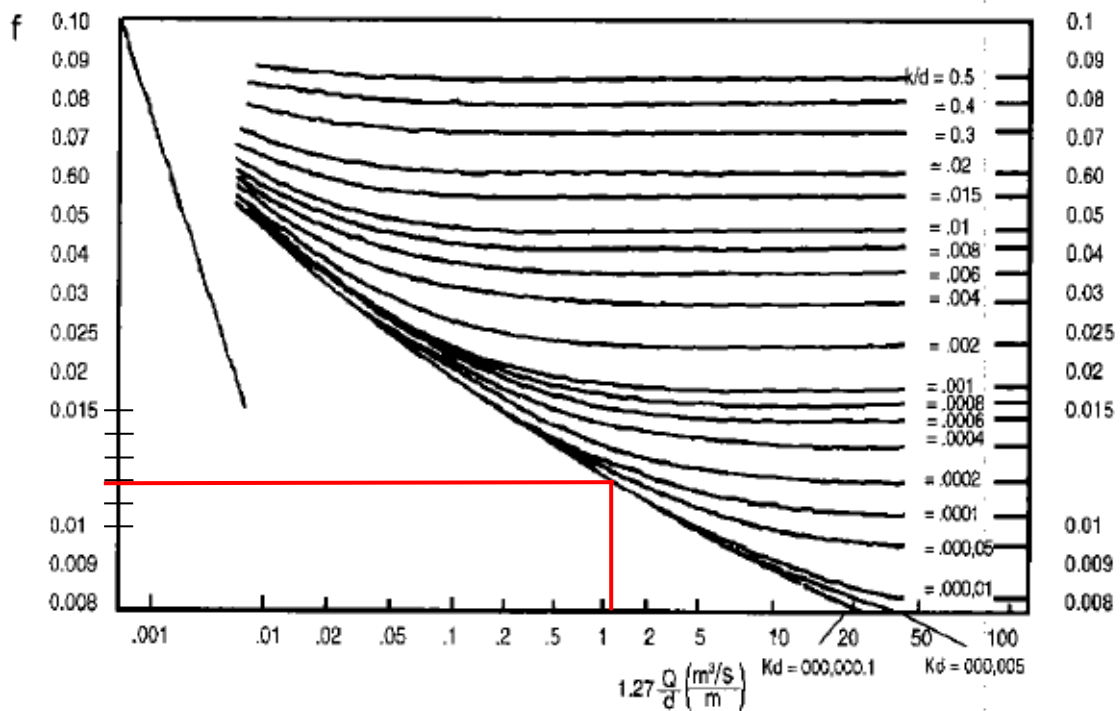
La relación K/d tiene un valor de:

$$\frac{K}{d} = \frac{0,0015 (mm)}{351,8 (mm)} = 0,0000043 \approx 0,000005$$

Ahora se procede con el cálculo de $1,27 Q/d$:

$$1,27 * \frac{Q}{d} = 1,27 * \frac{0,3416 \text{ (m}^3/\text{s)}}{0,3518 \text{ (m)}} = 1,23 \frac{\text{m}^3/\text{s}}{\text{m}}$$

En base a estos valores y con ayuda del diagrama de Moody (gráfica 4.22), se procede a determinar el factor de fricción f .



Gráfica 4.22 Diagrama de Moody

Por lo tanto, el factor de fricción f tiene un valor de:

$$f \approx 0,012$$

e. Calcular la pérdida de carga debida a la fricción de la pared en la tubería (h_f).

Para este propósito se va a emplear la siguiente expresión:

$$h_f = 0,08 \frac{f * L * Q^2}{d^5} \quad (4.43)$$

$$h_f = 0,08 \frac{0,012 * 65 * 0,3416^2}{0,3518^5}$$

$$h_f = 1,35 \text{ m}$$

f. Calcular la velocidad del agua en la tubería (v).

Se emplea la siguiente expresión:

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (4.44)$$

$$v = \frac{4 * 0,3416}{\pi * 0,3518^2}$$

$$v = 3,51 \text{ (m/s)}$$

g. Se procede a calcular la pérdida de carga total (ΔH) la misma que será la suma de pérdida por fricción (h_f) más las pérdidas por turbulencia (h_t).

$$\Delta H = h_f + h_t \quad (4.45)$$

Las pérdidas por turbulencia (h_t) en las secciones de entrada, codos, válvulas y otros accesorios se las calcula mediante los coeficientes de la gráfica 4.22.

Por lo general, las pérdidas por turbulencia son menores comparadas con el efecto de la fricción de pared. Es práctica común que para realizar un cálculo aproximado de la pérdida de carga total se obvian las pérdidas por turbulencia y solo se consideren las pérdidas por fricción. Es decir:

$$\Delta H = 1,35 \text{ (m)}$$

Este valor se lo va a aproximar a 1,50 (m) para tener un valor de la pérdida de carga total más cercano al real, considerando la diferencia entre estos dos valores como el valor que podrían tener las pérdidas por turbulencia de la tubería de presión. Por lo tanto:

$$\Delta H = 1,50 \text{ (m)}$$

h. Calcular la pérdida porcentual de caída debida a la fricción:

$$p\acute{e}rdidas \% = \frac{\Delta H * 100}{h_B} \quad (4.46)$$

$$p\acute{e}rdidas \% = \frac{1,50 * 100}{25}$$

$$p\acute{e}rdidas \% = 6$$

- i. Si el valor de la pérdida porcentual de caída no está entre el 3 y 11% seleccionar un diámetro de tubería más adecuado y repetir los pasos a) al h). Si el valor de la pérdida porcentual de caída está entre el 3 y 11%, entonces el diámetro elegido para la tubería es un valor adecuado.

Para el presente caso la pérdida porcentual de caída para un diámetro interior de la tubería $d = 351,8$ (mm) tiene un valor de 6 %, por lo que es un valor adecuado ya que se encuentra dentro del rango 3 - 11%.

Por lo tanto, la tubería de presión que se utilizará en la microcentral hidroeléctrica tiene las siguientes características:

Diámetro Nominal	CÓD.	Serie	Espesor de Pared	Diámetro Interior	Presión de Trabajo		
					mm	Mpa	kgf/cm ²
400	926163	8,0	24,1	351,8	1,60	16,32	232

Cuadro 4.62 Especificaciones técnicas de la tubería PVC que se empleará como tubería de presión. Fuente: Plastigama



Gráfica 4.23 Tubería de PVC que se utilizará como tubería de presión

Cabe destacar que también se utilizará tubería de PVC para la conducción del agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga, cubriendo una distancia aproximada de 110 (m).

Ahora, una vez que se ha determinado la pérdida de carga total (ΔH), se procede con el cálculo del salto neto (H_n). Para esto se va a emplear la siguiente expresión:

$$H_n = H_B - \Delta H \quad (4.47)$$

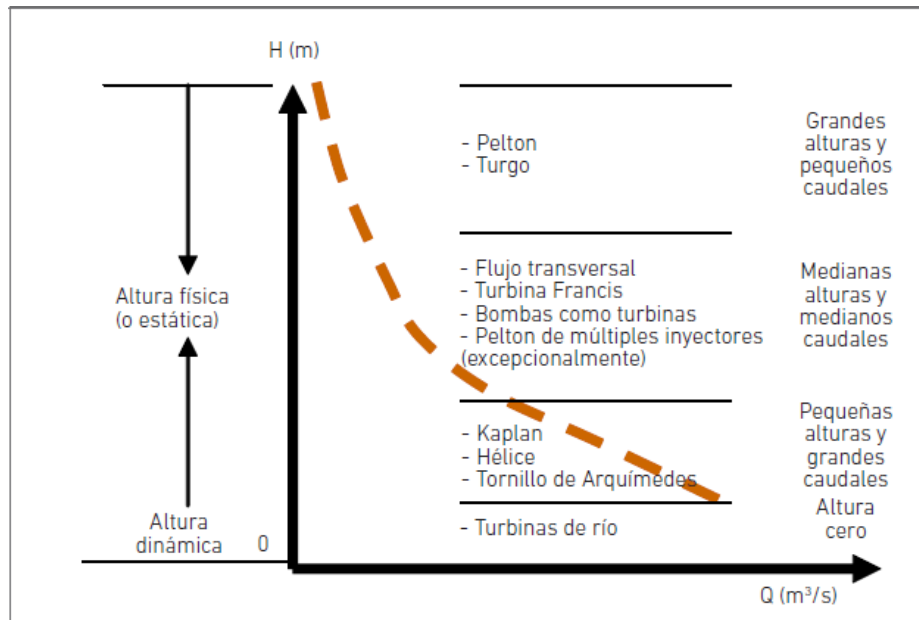
$$H_n = 25 \text{ m} - 1,5 \text{ m}$$

$$\mathbf{H_n = 23,5 \text{ m}}$$

Una vez determinado el salto neto, a continuación se procede con la selección de la turbina hidráulica.

4.3.2.3 Selección de la turbina hidráulica

Cada tipo de turbina tiene condiciones adecuadas de altura y caudal para obtener el mejor comportamiento.



Gráfica 4.24 Aplicación de los diferentes tipos de turbinas según altura y caudal

Por este motivo se han desarrollado algunas técnicas que permiten hacer una selección rápida de acuerdo a las condiciones físicas del lugar de instalación (altura y caudal), incluyendo diagramas (gráfica 4.25) o tablas (cuadro 4.63) donde se consigna el tipo de turbina y su campo de aplicación.

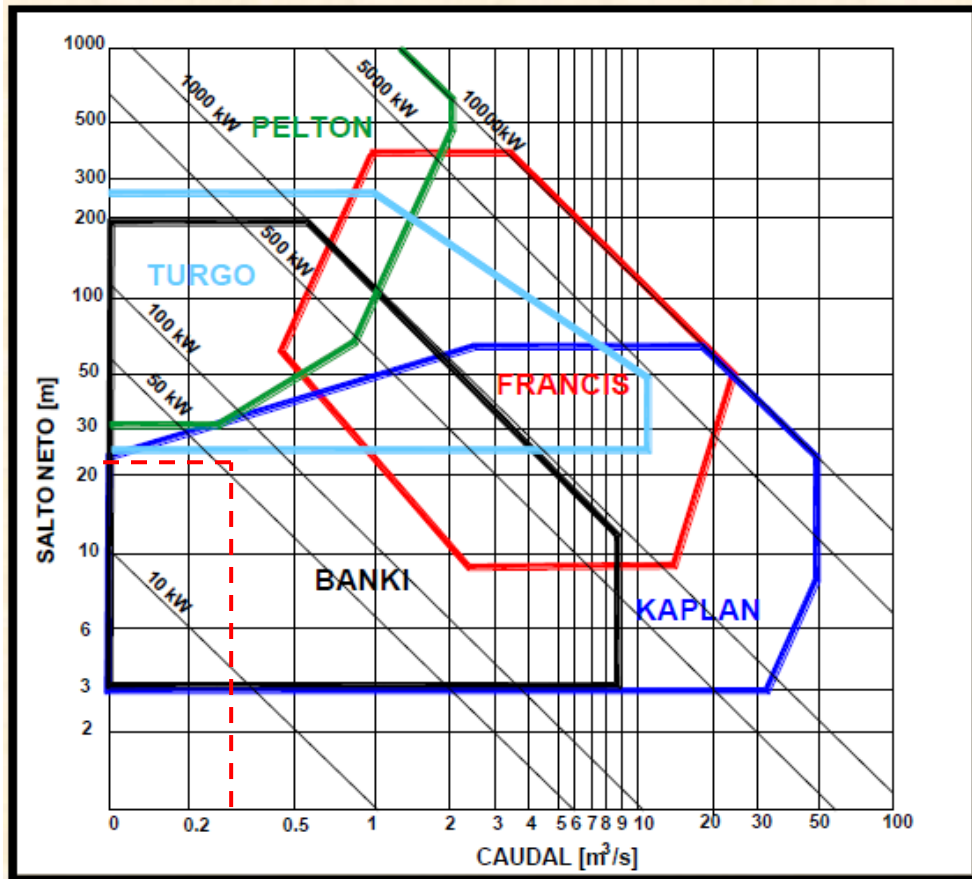
En el cuadro 4.66 se muestran los rangos de aplicación de las turbinas hidráulicas en cuanto a velocidad específica (N_s), caudal (Q), salto neto (H_n) y potencia (P), rangos en los cuales el funcionamiento de las turbinas es el adecuado.

TURBINA	Inventor y año de patente	N_s (rpm)	Q (m ³ /s)	H_n (m)	P (kW)	η_{max} (%)	
A C C I Ó N	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0,05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0,025-10	15-300	5-8000	85
	MICHELL-BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0,025-5	1-50 (200)	1-750	82
R E A C C I Ó N	FRANCIS	James Francis (G. Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	KAPLAN y de Hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	- Kuhne (1930) - Hugenin (1933) - Harza (1919)	300-800	600	5-30	100000	93
Notas: N_s : velocidad específica Ch: chorro L: lento N: normal R: rápida							

Cuadro 4.63 Características principales de turbinas hidráulicas

Fuente: Manual de mini y microcentrales hidráulicas; ITDG

El diagrama de la gráfica 4.65 se utiliza también para la selección de turbinas, especialmente cuando se trata de mini, micro y pico centrales hidroeléctricas. Como se puede observar, se ha graficado la correspondencia de caudal y altura para los diferentes tipos de turbinas utilizando relaciones logarítmicas de altura y caudal.



Gráfica 4.25 Diagrama empleado para la selección de turbinas⁶³

En el eje de las abscisas se encuentra el caudal en metros cúbicos por segundo y en el de las ordenadas la altura (o salto) en metros. Conocidos estos dos parámetros para una situación cualquiera, se puede seleccionar el tipo de turbina que le corresponde. Cada tipo de turbina tiene un área de trabajo donde se comportará adecuadamente desde el punto de vista de eficiencia, pero también considerando la versatilidad e ingeniería de costos.

En el diagrama se observa que existen zonas que se superponen entre diferentes tipos de turbina. En las zonas de superposición, se estima que ambos tipos funcionan adecuadamente, aunque no estén en la mejor de sus zonas de trabajo. Técnicamente, se podría decidir por cualquiera de los dos o tres tipos de máquinas que correspondan. La decisión final, sin embargo, se tomará más bien en base a aspectos más prácticos, de disponibilidad en el mercado, costos, etc.

⁶³ Fuente: Soluciones Con Energías Renovables No Convencionales: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas; Elaborado por: Juan R. Marcus Schwenk; BMG Hidroconsultores.

La selección de la turbina para el caso en estudio se lo realizará en base al diagrama de la gráfica 4.65. Para este propósito, se recuerda que los valores de caudal y salto neto son:

$$\text{Caudal } (Q) = 0,3416 \text{ (m}^3\text{/s)}$$

$$\text{Salto neto } (H_n) = 23,5 \text{ (m)}$$

Al ubicar estos valores en la gráfica 4.65, se puede observar que existen dos opciones de tipos de turbina que se podrían emplear en el sistema micro-hidroeléctrico. Estos dos tipos son la turbina Michell-Banki y la turbina Kaplan.

Al hacer un balance entre la eficiencia y el costo de fabricación de la turbina Kaplan vs. la turbina Michell-Banki, se puede establecer que mientras la eficiencia de la turbina Kaplan es mayor que la eficiencia de la Michell-Banki, con un valor aproximado de un 10%, esta diferencia no es determinante para el presente caso de estudio, como sí lo es en cambio el aspecto económico, en donde la Michell-Banki se impone favorablemente en el análisis económico del proyecto, puesto que su costo de fabricación es menor que el de la Kaplan.

Por esta razón, se ha optado por elegir a la Michell-Banki como la turbina que se empleará en el sistema micro-hidroeléctrico del presente proyecto.

Cabe destacar además, que las turbinas Michell-Banki por ser máquinas muy robustas, pueden operar con una amplia gama de caudales, por lo que resultan adecuadas para las centrales no conectadas a la red general como es el caso del presente proyecto.

Es importante señalar que el sistema micro hidroeléctrico para el presente caso será aislado de la red, esto debido a los grandes costos que implicaría la conexión a la red trifásica, esto debido a que como se mencionó en la alternativa de electrificación en base a la extensión de la red, la red trifásica más cercana a la zona del proyecto se encuentra a 7 kilómetros, por lo que el gasto de extensión de esta red trifásica sería muy elevado y no se justificarían económicamente para el presente proyecto.

Una vez que se ha elegido el tipo de turbina, a continuación se presentan los cálculos para determinar la potencia hidráulica a disposición de la turbina y la potencia al eje de la turbina.

4.3.2.3.1 Potencia hidráulica a disposición de la turbina

La potencia hidráulica a disposición de la turbina en kW se la determina con la expresión:

$$P_H = \gamma \cdot Q \cdot H_n \quad (4.48)$$

Donde:

P_H : potencia hidráulica a disposición de la turbina (kW)

Q : caudal de la turbina (m^3/s)

H_n : altura o salto neto (m)

Además:

$$\gamma = \rho \cdot g \quad (4.49)$$

Donde:

γ = Peso específico del agua

ρ : Densidad del agua ($1000 \text{ Kg}/m^3$)

g : Aceleración de la gravedad ($9,81 \text{ m}/s^2$)

Por lo tanto el valor de γ es:

$$\begin{aligned} \gamma &= 1000 \text{ (Kg}/m^3) * 9,81 \text{ (m}/s^2) \\ \gamma &= 9810 \frac{\text{Kg} \cdot \text{m}/s^2}{m^3} = 9810 \frac{\text{N}}{m^3} \\ \gamma &= 9,81 \frac{\text{kN}}{m^3} \end{aligned}$$

Al remplazar este valor junto con los valores $Q = 0,3416 \text{ (m}^3/\text{s)}$ y $H_n = 23,5 \text{ (m)}$ en la ecuación 4.48 se obtiene un valor para la potencia hidráulica a disposición de la turbina (P_H) de:

$$P_H = 9,81 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3} * 0,3416 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} * 23,5 \text{ m}$$

$$P_H = 78,75 \frac{\text{kN} \cdot \text{m}}{\text{s}}$$

$$\mathbf{P_H = 78,75 \text{ (kW)}}$$

Ahora se procede con el cálculo de la potencia al eje de la turbina.

4.3.2.3.2 Potencia al eje de la turbina

La potencia al eje de la turbina (P_M) se la determina con la expresión:

$$P_M = P_H \cdot \eta_t \tag{4.50}$$

Donde:

P_H : potencia hidráulica a disposición de la turbina (kW)

η_t : eficiencia de la turbina

Cabe recordar que como se estableció en el capítulo anterior, en donde se examinó las características y la eficiencia de la turbina Michell-Banki, esta turbina tiene un rendimiento máximo del 85%. Además, presenta un rendimiento comprendido entre el 80% y el 85% para caudales entre el 20% y el 100% del caudal máximo de diseño.

En base a esto, se ha establecido que para los cálculos se utilizará una eficiencia de diseño del 80%, es decir:

$$n_t = 0,8$$

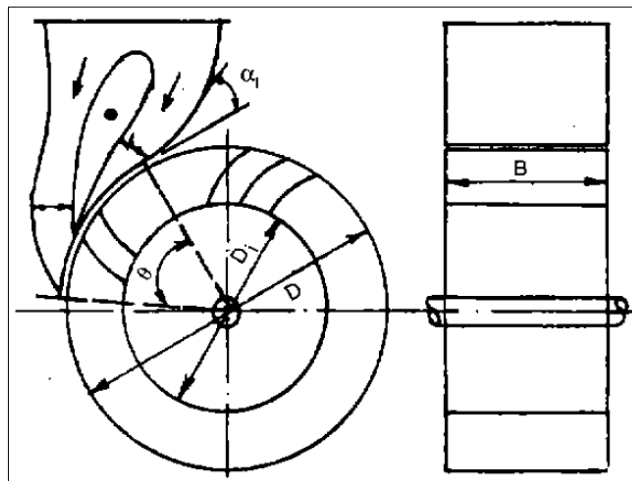
Al remplazar los valores de los parámetros de la ecuación 4.50 se obtiene un valor para la potencia al eje de la turbina de:

$$P_M = 78,75 \text{ kW} * 0,8$$

$$P_M = 63,0 \text{ kW}$$

Ahora se procede con el cálculo de los parámetros principales para el dimensionamiento de la turbina.

Para este propósito, se toma como referencia la gráfica 4.26.



Gráfica 4.26 Dimensiones básicas de una turbina Michell-Banki

4.3.2.3.3 Selección del diámetro del rotor de la turbina

Una turbina Michell-Banki opera en condiciones similares cuando el valor de $Q / \overline{H_n}$ es constante, también se sabe que la eficiencia de estas turbinas no varía apreciablemente en amplios intervalos de valores de Q y H_n .

En el cuadro 4.64 se presenta el resultado de la experiencia recabada de distintos aprovechamientos hidroeléctricos existentes y pruebas de laboratorio.

Q / \overline{H}_n	Diámetro del rotor (mm)
0,02236 – 0,04743	200
0,04743 – 0,07906	300
0,07906 – 0,11068	400
0,11068 – 0,15812	500

Cuadro 4.64 Selección del diámetro del rotor⁶⁴

Para el presente caso, el valor obtenido para la relación Q / \overline{H}_n es:

$$\frac{Q}{\overline{H}_n} = \frac{0,3416}{23,5} = 0,07047$$

De acuerdo al valor obtenido y en base al cuadro 4.64, el diámetro del rotor de la turbina (D) debe ser de:

$$**D = 300 (mm)**$$

El diámetro interno del rotor (D_i) se obtiene de la siguiente expresión:

$$D_i = 0,66 \cdot D \tag{4.51}$$

Donde:

D_i : diámetro interno del rotor (mm)

D: diámetro externo del rotor (mm)

Por lo tanto,

$$D_i = 0,66 * 300$$

$$**D_i = 198 (mm)**$$

⁶⁴ Metodología de diseño hidráulico y mecánico de una turbina Michell-Banki; 8° Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica; Cusco, Octubre 2007.

4.3.2.3.4 Velocidad del agua a la salida del inyector

La velocidad del agua a la salida del inyector se puede expresar por:

$$C_1 = k_c \sqrt{2 \cdot g \cdot H_n} \quad (4.52)$$

Donde:

C_1 : velocidad del agua a la salida del inyector (m/s)

g : aceleración de la gravedad (m/s^2)

H_n : salto neto (m)

k_c : coeficiente de velocidad del inyector

Los valores de estos parámetros son:

$$g = 9,81 \text{ (m/s}^2\text{)}$$

$$H_n = 23,5 \text{ (m)}$$

En lo referente al coeficiente k_c , este coeficiente es un valor determinado generalmente en forma experimental en donde se han obtenido valores que van desde 0,95 a 0,98. Para el presente caso se adoptará un valor de $k_c = 0,95$.

Por lo tanto,

$$C_1 = 0,95 \sqrt{2 * 9,81 * 23,5}$$

$$C_1 = 20,40 \text{ (m/s)}$$

4.3.2.3.5 Velocidad de giro de la turbina

La máxima eficiencia de una turbina de impulso se obtiene con una velocidad de $U_1 = \frac{C_1}{2}$, pero para una turbina Michell-Banki (o de flujo cruzado) la máxima eficiencia se obtiene al girar el rotor con una velocidad de:

$$U_1 = \frac{C_1}{2} \cdot \cos \alpha_1 \quad (4.53)$$

Donde:

U_1 : velocidad de giro o tangencial del rotor (m/s)

C_1 : velocidad del agua a la salida del inyector (m/s)

α_1 : ángulo de ingreso del inyector ($^\circ$)

El ángulo α_1 varía generalmente entre los 14° y los 17° . El ángulo de diseño comúnmente utilizado es de $\alpha_1 = 16^\circ$.⁶⁵

Por lo tanto, la velocidad de giro o tangencial del rotor (U_1) tiene un valor de:

$$U_1 = \frac{20,40}{2} * \cos 16^\circ$$

$$\mathbf{U_1 = 9,80 (m/s)}$$

Se conoce además que por definición:

$$U_1 = \frac{\pi \cdot N}{60} \cdot D \quad (4.54)$$

Donde:

U_1 : velocidad de giro o tangencial del rotor (m/s)

N : número de giros de la turbina (rpm)

D : diámetro externo del rotor (m)

Combinando las ecuaciones 4.52, 4.53 y 4.54 y despejando N se tiene las siguientes expresiones para calcular el número de giros de la turbina:

⁶⁵ Diseño y estandarización de turbinas Michell-Banki; Ing. Hernández Bazo Carlos Alberto; OLADE, 1980.

$$N = \frac{60 \cdot C_1}{2\pi \cdot D} \cdot \cos \alpha_1 \quad (4.55)$$

O también:

$$N = \frac{60 \cdot k_c}{2\pi \cdot D} \frac{\overline{2 \cdot g \cdot H_n}}{\cdot \cos \alpha_1} \quad (4.56)$$

Al reemplazar el valor de los parámetros de la ecuación 4.55 se obtiene que el número de giros de la turbina (N) tiene un valor de:

$$N = \frac{60 * 20,40}{2\pi * 0,3} * \cos 16^\circ$$

$$N = 625 \text{ (rpm)}$$

4.3.2.3.6 Velocidad específica de la turbina

Se ha establecido que las turbinas funcionan con las mejores eficiencias si su velocidad específica (N_S) se encuentra dentro del ámbito de valores presentados en el cuadro 4.63.

De acuerdo a este cuadro, el rango de funcionamiento óptimo en cuanto a la velocidad específica (N_S) para la turbina Michell-Banki es:

$$N_S = 40 - 160 \text{ (rpm)}$$

La expresión para determinar la velocidad específica de la turbina es la siguiente:

$$N_S = \frac{N \overline{P_M}}{H_n^{\frac{5}{4}}} \quad (4.57)$$

Donde:

N_s : velocidad específica de la turbina (rpm)

N : número de giros de la turbina (rpm)

P_M : potencia al eje de la turbina (kW)

H_n : salto neto (m)

Remplazando los valores de estos parámetros se tiene:

$$N_s = \frac{625 \sqrt{63,0}}{23,5^{\frac{5}{4}}}$$

$$N_s = 95,88 \text{ (rpm)}$$

Este valor es adecuado ya que se encuentra dentro del rango de funcionamiento óptimo ($N_s = 40 - 160$ rpm) correspondiente a la turbina Michell-Banki.

A continuación se procede con la selección del generador eléctrico.

4.3.2.4 Selección del generador eléctrico

Para la selección del generador eléctrico, se procede inicialmente con el cálculo de la potencia eléctrica del generador.

4.3.2.4.1 Potencia eléctrica en los bornes del generador

Para el cálculo de la potencia eléctrica en los bornes del generador se emplea la siguiente expresión:

$$P_E = P_M \cdot \eta_{st} \cdot \eta_g \quad (4.58)$$

Donde:

P_E : potencia eléctrica en los bornes del generador (kW)

P_M : potencia al eje de la turbina (kW)

η_{st} : eficiencia del sistema de transmisión

η_g : eficiencia del generador

En lo referente a la eficiencia del sistema de transmisión (η_{st}), cabe mencionar que los tipos de transmisión para una central hidroeléctrica son de tipo engranaje o bandas.

En el cuadro 4.65 se muestran las eficiencias promedio para este tipo de sistemas de transmisión.

Tipo	η_{st}
Engranajes	0,98
Bandas o fajas en "V"	0,95

Cuadro 4.65 Eficiencia de los tipos de transmisión para una central hidroeléctrica

Fuente: SHIGLEY, J. Diseño en Ingeniería Mecánica

Para el presente caso se tomará un valor para la eficiencia del sistema de transmisión de:

$$\eta_{st} = 0,95$$

En cuanto a la eficiencia del generador, en base a una de las marcas disponibles en el mercado, el valor de la eficiencia del generador es de alrededor del 80%⁶⁶.

Por lo tanto, la eficiencia del generador es:

$$\eta_g = 0,8$$

⁶⁶ Fuente: WEG Alternadores.

Por lo tanto, la potencia en los bornes del generador calculada mediante la ecuación 4.58 es:

$$P_E = 63,0 (kW) * 0,95 * 0,8$$

$$P_E = 47,88 (kW)$$

Una vez establecida la potencia en los bornes del generador, ahora es necesario determinar el tipo de generador a emplearse en el sistema micro-hidroeléctrico.

4.3.2.4.2 Tipo de generador

Existen dos tipos de generadores, los síncronos (alternadores) y los asíncronos (de inducción), ambos son empleados en micro centrales hidráulicas con un aceptable grado de confiabilidad y calidad de energía.

La elección de qué tipo de generador se utilizará en el presente proyecto, dependerá sobre todo de las necesidades de los usuarios de la comunidad San Juan de Quitasol.

Como se estableció en la primera alternativa de electrificación, basada en la extensión de la red, de acuerdo a las necesidades de los usuarios de la comunidad y debido a aspectos económicos, la mejor opción en cuanto a esta alternativa, es la implementación de una red de distribución monofásica.

Debido a que el sistema micro hidroeléctrico también hace uso de una red de distribución, se ha establecido que por las razones antes mencionadas, lo más adecuado es que esta red de distribución también sea monofásica. Es más, para el sistema micro hidroeléctrico, se empleará el mismo diseño de la red de distribución que se realizó para la primera alternativa de electrificación. Esto gracias a que la futura casa de máquinas se encuentra prácticamente en la mitad de la red de distribución diseñada, por lo que para conectarse a esta red únicamente se haría uso de alrededor de tres postes.

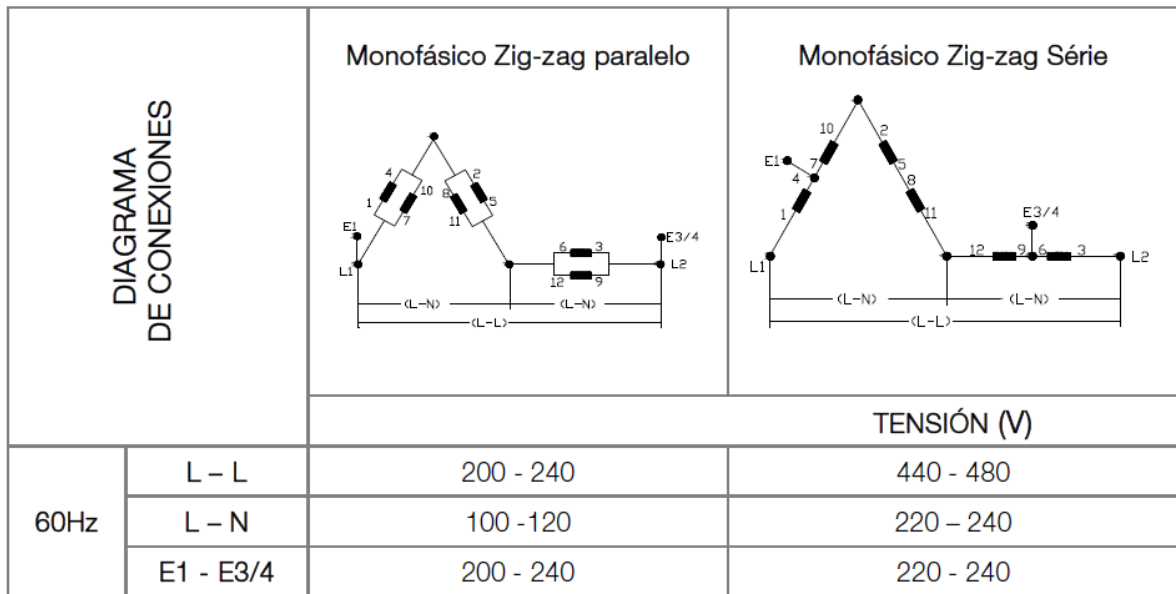
Esto facilita el análisis económico del sistema micro hidroeléctrico ya que el costo de la red de distribución determinado en el análisis de la primera alternativa, sería prácticamente el mismo costo de la red que se emplearía en el sistema micro hidroeléctrico, quedando por determinar los costos de la obra civil y de los equipos electromecánicos.

La determinación del tipo de red de distribución a emplearse en el sistema micro hidroeléctrico, la misma que será monofásica, permite establecer con mayor facilidad el tipo de generador eléctrico que se empleará en esta alternativa de electrificación. Se realiza las siguientes consideraciones:

Puesto que la red de distribución es monofásica, lo lógico sería emplear un generador monofásico para conectarlo a la red mediante un transformador monofásico. Sin embargo, para potencias como las que se está generando (alrededor de 60 kW), el costo del generador monofásico supera al costo de un generador trifásico en aproximadamente un 50%.

Por esta razón es que es necesario emplear un tipo de generador trifásico que permita, mediante conexiones, obtener una salida con voltaje monofásico, la misma que se pueda conectar a un transformador monofásico para que mediante éste se alimente a la red de distribución.

De acuerdo a las características de los generadores síncronos y asíncronos examinadas, se ha establecido que se puede obtener una salida con voltaje monofásico a partir de un generador síncrono trifásico, mediante el uso de las siguientes conexiones en Zig-zag:



Gráfica 4.27 Generador síncrono trifásico con conexión monofásica – 12 terminales
Fuente: WEG Alternadores

Para tener la seguridad de que no hay inconveniente para conectar la salida monofásica de un generador trifásico con un transformador monofásico, se consultó a un ingeniero con experiencia en conexiones de transformadores en Zig-zag, y nos indicó que esto si se realiza en la práctica sin ningún inconveniente.

Por esta razón, se ha optado por seleccionar un generador síncrono trifásico con conexión Zig-zag para la generación de electricidad en el presente proyecto.

El tipo de conexión Zig-zag a emplearse, ya sea paralelo o serie, depende del voltaje que se desee obtener. Para el presente caso, la conexión que se empleará es la Zig-zag paralelo, esto debido a que al voltaje del transformador que se va a emplear en el sistema micro hidroeléctrico, tiene un voltaje en baja tensión de 120/240 (V).

Ahora se procede con el cálculo de la velocidad de sincronismo y con la selección del número de polos del generador.

4.3.2.4.3 Velocidad de sincronismo y selección del número de polos

La velocidad síncrona se determina a través de la siguiente expresión:

$$n_s = \frac{120 \cdot f}{P} \quad (4.59)$$

Donde:

n_s : velocidad síncrona (rpm)

f : frecuencia del sistema (Hz)

P : número de polos del generador

En el cuadro 4.66 se muestra la velocidad síncrona en función del número de polos más común de los generadores que se encuentran en el mercado.

Frecuencia (Hz)	Número de polos	Velocidad síncrona (rpm)
60	4	1800
	6	1200
	8	900

Cuadro 4.66 Velocidad síncrona en función del número de polos

Mientras menor sea el número de polos (altas velocidades) menor será el costo del generador. Es por esta razón que se seleccionará un generador síncrono de 4 polos ($n_s = 1800$ rpm).

A continuación se procede con la selección del transformador.

4.3.2.5 Selección del transformador

Como se estableció anteriormente, la red de distribución de la microcentral hidroeléctrica será monofásica, por lo que el transformador empleado también será monofásico.

4.3.2.5.1 Capacidad del transformador

La capacidad (kVA) requerida para el transformador se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad kVA} = \frac{P_E \text{ (kW)}}{fp} \quad (4.60)$$

Donde:

P_E : potencia eléctrica en los bornes del generador (kW)

fp : factor de potencia

Por lo tanto, para un factor de potencia de 0.8, la capacidad requerida para el transformador es de:

$$\text{Capacidad kVA} = \frac{47,88 \text{ (kW)}}{0,8}$$

$$\text{Capacidad kVA} = 59,85$$

En el mercado, existen transformadores monofásicos con las siguientes capacidades nominales:

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	
Capacidad nominal (kVA)	TIPO Autoprotegidos (CSP) Convencionales (CNV)
3	CSP - CNV
5	CSP – CNV
10	CSP – CNV
15	CSP – CNV
25	CSP – CNV
37,5	CSP – CNV
50	CSP – CNV
75	CNV
100	CNV
167	CNV

Cuadro 4.67 Capacidades nominales de transformadores monofásicos. Fuente: Ecuatran

En base a estas capacidades nominales, para el sistema micro hidroeléctrico se empelará un transformador autoprotegido de una capacidad nominal de:

$$\text{Capacidad del transformador} = 50 \text{ kVA}$$

Cabe destacar que la potencia generada por el sistema micro hidroeléctrico, cuyo valor es de 59,85 (kVA), es suficiente para abastecer la demanda de la comunidad San Juan de Quitasol, la misma que es de 24,2 (kVA). Además, al igual que se hizo para la primera alternativa de electrificación la misma que se basa en la extensión de la red de distribución, se considera que en 20 años que es el tiempo de duración del proyecto, el número de usuario se duplicará, lo que implica que existirá una demanda del doble a la actual, es decir alrededor de 50 (kVA). Este valor pronosticado de demanda, también es abastecido por la potencia generada por el sistema micro hidroeléctrico. Por lo tanto, esta alternativa de electrificación cubre tanto la demanda actual así como un crecimiento de la misma en los futuros años.

4.3.2.5.2 Niveles de voltaje del transformador

En lo que respecta a los niveles de voltaje, estos deben tener los siguientes valores:

- En bajo voltaje: 120/240 (V), que es el voltaje de salida del generador.
- En alto voltaje: 22,8 kV GRDy/13,2 kV. Estos valores corresponden a los niveles de voltaje de la red de media tensión que fue diseñada en la primera alternativa de electrificación que se basa en la extensión de la red. Cabe recordar que la red de distribución a emplearse en el sistema micro-hidroeléctrico será la misma red diseñada en la primera alternativa de electrificación.

Una vez realizada la selección de los principales componentes del sistema micro hidroeléctrico, en el cuadro 4.68 se muestra un resumen del dimensionamiento técnico del sistema micro-hidroeléctrico.

4.3.2.6 Resumen del dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico.

PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE DISEÑO			
Salto neto	28 (m)	Caudal de diseño	0,385 (m ³ /s)
CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PRESIÓN			
Material	PVC	Diámetro interno (d)	351,8 (mm)
Longitud (L)	65 (m)	Espesor	24,1 (mm)
Diámetro nominal	400 (mm)	Presión de trabajo	1,60 (Mpa)
CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA HIDRÁULICA			
Tipo	Michell-Banki	Velocidad específica (N _s)	95,88 (rpm)
Potencia hidráulica a disposición de la turbina (P _H)	78,75 (kW)	Velocidad de giro o tangencial (U ₁)	9,80 (m/s)
Potencia al eje de la turbina (P _M)	63,0 (kW)	Diámetro externo del rotor (D)	300 (mm)
Rendimiento (η _t)	80%	Diámetro interno del rotor (D _i)	198 (mm)
Número de giros (N)	625 (rpm)	Velocidad del agua a la salida del inyector (C ₁)	22,27 (m/s)
CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR ELÉCTRICO			
Tipo	Sincrónico	Número de fases	3
Potencia eléctrica en los bornes del generador (P _E)	47,88 (kW)	Conexión de salida	Monofásico Zig-zag paralelo
Energía anual	419,43 (MWh)	Voltaje terminal	120/240 (V)
Rendimiento del generador (η _g)	80%	Número de polos (P)	4
Rendimiento del sistema de transmisión (η _{st})	95%	Velocidad síncrona (η _s)	1800 (rpm)
Factor de potencia (fp)	0,8	Frecuencia (f)	60 (Hz)
CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR			
Tipo	Distribución	Número de fases	1
Capacidad nominal	75 (kVA)	Bajo voltaje	120/240 (V)
Protección	Convencional	Alto voltaje	22,8 kV GRDy/13,2 kV
Frecuencia (f)	60 (Hz)		

Cuadro 4.68 Dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico

Una vez realizado el dimensionamiento técnico del sistema micro hidroeléctrico, ahora es necesario determinar la viabilidad económica del mismo, para determinar si es o no una buena alternativa de electrificación para la comunidad.

4.3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA MICRO-HIDROELÉCTRICO

Al igual que en las dos alternativas de electrificación antes examinadas, el análisis económico del sistema micro hidroeléctrico se lo realizará también empleando el método de análisis beneficio/costo.

Además, el procedimiento a seguir será el mismo que para el caso anterior (sistema solar fotovoltaico), por lo que el presente análisis económico será más concreto, basándose sobre todo en los resultados obtenidos de la tabla de Excel que se ha creado para este propósito denominado “ANÁLISIS ECONÓMICO – HIDROLOGÍA”.

4.3.3.1 Elaboración del cuadro de flujo de caja interno para el caso en estudio

Este cuadro se elabora considerando los siguientes rubros:

Egresos

- Inversiones
- Costo de operación y mantenimiento

Ingresos

- Venta de energía
- Valor residual

Antes de proceder con la determinación de los egresos e ingresos del proyecto, previamente es necesario establecer el período de vida útil que tendrá el proyecto.

Para este propósito se recurre a la Regulación No. CONELEC 003/11 en donde se establecen los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación que utilizan energías renovables (cuadro 4.69).

Tecnología	Plazo para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada	Plazo para las energías renovables no convencionales	Plazo para los autogeneradores
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Hidro 0 - 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 -10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

Cuadro 4.69 Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes⁶⁷

De acuerdo al cuadro 4.69, el período de vida útil del proyecto, el mismo que se encuentra en el rango de Hidro 0 - 0,5 MW es de 20 años.

Período de vida útil del proyecto = 20 años

Por lo tanto, las tres alternativas de electrificación consideran un período de vida útil del proyecto de 20 años. Esto es importante, ya que permite una comparación en igualdad de condiciones de las tres alternativas de electrificación en lo referente a la duración del proyecto.

4.3.3.1.1 Determinación de los egresos

A continuación se determinan los egresos del proyecto para el caso en estudio.

- **Costos de Inversión**

Los costos de inversión se han dividido en dos grupos:

- Costo de inversión de la micro central hidroeléctrica (cuadro 4.70).
- Costo de inversión de la red de distribución (cuadro 4.71).

⁶⁷ REGULACION No. CONELEC - 003/11: "Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración"

INVERSIÓN INICIAL DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA				
Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Costo Total (\$)
1	Grupo hidroeléctrico de 80 (kW) que incluye: Turbina Michell-Banki, Válvula principal, Junta de montaje, Generador síncrono, Tablero de control, Gobernador de velocidad tipo electrónico y Sistema de transmisión de potencia. ⁶⁸	U	1	60.100,00
2	Transformador monofásico autoprotegido (CSP), 50 kVA, 22860 GRdy/13200 V - 120/240 V + Accesorios para montaje. ⁶⁹	U	1	4.707,59
3	Obra civil	U	Global	51.600,00
			Subtotal	116.407,59

Cuadro 4.70 Costo de inversión de la micro central hidroeléctrica.

Es importante señalar que el costo de la obra civil se lo obtuvo gracias a la ayuda del Ing. Marcelo Jaramillo, quien cuenta con una gran experiencia en proyectos hidroeléctricos.

INVERSIÓN INICIAL DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN				
Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Costo Total (\$)
4	Red de distribución	U	Global	115.588,77

Cuadro 4.71 Costo de inversión de la red de distribución.

Es importante recalcar que la red de distribución para el sistema micro hidroeléctrico será la misma red que se empleó en la primera alternativa de electrificación. Por esta razón, el costo de la red de distribución ya se conoce puesto que fue determinado en el análisis económico de la primera alternativa de electrificación.

En el cuadro 4.72 se muestra el costo total de inversión del sistema micro hidroeléctrico.

⁶⁸ Fuente: <http://www.turbinas3hc.com/>

⁶⁹ Fuente: Empresa Eléctrica Quito (E.E.Q.)

INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO			
Rubro	Unidad	Cantidad	Costo Total (\$)
Micro central hidroeléctrica	U	Global	116.407,59
Red de distribución	U	Global	115.588,77
		SUBTOTAL	231.996,36
		IVA = 12%	27.839,56
		TOTAL	259.835,92

Cuadro 4.72 Costo de inversión total del proyecto

Por lo tanto, el costo de inversión total del proyecto es de:

$$\text{Costo de inversión total} = \text{US\$ } 259.835,92$$

- **Costos de Operación y Mantenimiento**

Los costos de inversión se dividen en dos grupos:

- Costo anual de O&M de la micro central hidroeléctrica.
- Costo anual de O&M de la red de distribución.

Con respecto al costo anual de O&M de la micro central, por lo general se establece que este costo representa del 1 al 2% de la inversión inicial de la micro central.

Para el presente caso, se ha establecido que el costo anual de O&M de la micro central represente el 2% de la inversión inicial, es decir:

$$\text{Costo anual de O\&M de la micro central hidroeléctrica} = 116.407,59 * 2\%$$

$$\text{Costo anual de O\&M de la micro central hidroeléctrica} = \text{US\$ } 2.328,15$$

En lo referente al costo anual de O&M de la red de distribución, la E.E.Q. establece que este costo represente el 9% de la inversión inicial de la red de distribución, es decir:

*Costo anual de O&M de la red de distribución = 115.588,77 * 2%*

Costo anual de O&M de la red de distribución = US\$ 10.402,99

Por lo tanto, el costo total anual de O&M del sistema micro hidroeléctrico es:

Costo anual de O&M del sistema micro hidroeléctrico = 2.328,15 + 10.402,99

Costo anual de O&M de la red de distribución = US\$ 12.731,14

Una vez establecidos los egresos del proyecto (costos de inversión y costos de O&M), a continuación se procede con la determinación de los ingresos.

4.3.3.1.2 Determinación de los ingresos

A continuación se determinan los ingresos del proyecto para el caso en estudio.

- **Previsión de venta de energía**

Para determinar el ingreso por venta de energía, es necesario establecer el consumo mensual por usuario, el número de usuarios para cada año de duración del proyecto, y el costo por kWh.

En lo que respecta al consumo mensual por usuario, este será el mismo consumo que el establecido para la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red de distribución. Por lo tanto, el consumo mensual tiene un valor de:

Consumo mensual por usuario = 100 (kWh/mes)

Este valor corresponde a un usuario tipo E de acuerdo a las normas de distribución de la E.E.Q.

En lo referente al número de usuarios por año, este se incrementará cada año de acuerdo a la relación de crecimiento establecido por la E.E.Q. y que se estableció en la primera alternativa de electrificación.

Con respecto al costo por kWh, este tendrá el valor indicado en el Pliego Tarifario Vigente de la E.E.Q., cuyos datos más relevantes se muestran en el cuadro 4.73.

TARIFAS BAJA Y MEDIA TENSIÓN SECTOR RESIDENCIAL		
Rango de consumo mensual (kWh)	Cargos Tarifarios (US\$)	Descripción
0 - 50	0,0784	Por cada kWh de consumo en el mes
51 - 100	0,0814	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
101 - 150	0,0834	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
151 - 200	0,0904	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
201 - 250	0,0974	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo

Cuadro 4.73 Rango de consumo y cargos tarifarios para el sector residencial.

Fuente: Pliego Tarifario de la E.E.Q.

Puesto que el consumo mensual por usuario para esta alternativa de electrificación es de 100 (kWh/mes), entonces el precio por kWh que será utilizado para el análisis económico es el siguiente:

$$\text{Precio por kWh} = \frac{0,0784 + 0,0814}{2}$$

$$\text{Precio por kWh} = \text{US\$ } 0,0799$$

Una vez establecido los parámetros necesarios, a continuación se procede con el cálculo de los ingresos por venta anual de energía (cuadro 4.74).

Tiempo (Años)	Número de usuarios	Venta Anual de Energía (kWh)	Ingreso por Venta de Energía (US\$/kWh)
0	-	0,00	0,00
1	20	24.000,00	1.917,60
2	21	25.263,16	2.018,53
3	22	26.526,32	2.119,45
4	23	27.789,47	2.220,38
5	24	29.052,63	2.321,31
6	25	30.315,79	2.422,23
7	26	31.578,95	2.523,16
8	27	32.842,11	2.624,08
9	28	34.105,26	2.725,01
10	29	35.368,42	2.825,94
11	31	36.631,58	2.926,86
12	32	37.894,74	3.027,79
13	33	39.157,89	3.128,72
14	34	40.421,05	3.229,64
15	35	41.684,21	3.330,57
16	36	42.947,37	3.431,49
17	37	44.210,53	3.532,42
18	38	45.473,68	3.633,35
19	39	46.736,84	3.734,27
20	40	48.000,00	3.835,20

Cuadro 4.74 Ingresos por venta de energía

- **Valor residual de rescate**

En cuanto al valor residual de los componentes del proyecto, se considera que el tiempo de vida del proyecto coincide con el tiempo de vida de los componentes del sistema micro hidroeléctrico, por lo que no se considera un valor monetario por concepto del valor residual. Por lo tanto,

$$\text{Valor residual} = \text{US\$ } 0,00$$

Una vez determinados los ingresos y egresos del proyecto, a continuación se procede con el desarrollo del flujo de caja interno así como con la determinación de los valores de los indicadores económicos.

4.3.3.1.3 Cuadro de flujo de carga interno

El cuadro de flujo de caja interno para el presente caso es el siguiente:

Año	Número de usuarios	COSTOS			INGRESOS			Flujo de Caja
		Inversión	Operación y Mantenimiento	Costo Total	Valor Energía	Valor Residual	Beneficio Total	
A	B	C	D	E = C + D	F	G	H = F + G	I = H - E
0	-	259.835,92	0,00	259.835,92	0,00		0,00	-259.835,92
1	20		1.2731,14	1.2731,14	1.917,60		1.917,60	-10.813,54
2	21		1.2731,14	1.2731,14	2.018,53		2.018,53	-10.712,61
3	22		1.2731,14	1.2731,14	2.119,45		2.119,45	-10.611,69
4	23		1.2731,14	1.2731,14	2.220,38		2.220,38	-10.510,76
5	24		1.2731,14	1.2731,14	2.321,31		2.321,31	-10.409,84
6	25		1.2731,14	1.2731,14	2.422,23		2.422,23	-10.308,91
7	26		1.2731,14	1.2731,14	2.523,16		2.523,16	-10.207,98
8	27		1.2731,14	1.2731,14	2.624,08		2.624,08	-10.107,06
9	28		1.2731,14	1.2731,14	2.725,01		2.725,01	-10.006,13
10	29		1.2731,14	1.2731,14	2.825,94		2.825,94	-9.905,20
11	31		1.2731,14	1.2731,14	2.926,86		2.926,86	-9.804,28
12	32		1.2731,14	1.2731,14	3.027,79		3.027,79	-9.703,35
13	33		1.2731,14	1.2731,14	3.128,72		3.128,72	-9.602,43
14	34		1.2731,14	1.2731,14	3.229,64		3.229,64	-9.501,50
15	35		1.2731,14	1.2731,14	3.330,57		3.330,57	-9.400,57
16	36		1.2731,14	1.2731,14	3.431,49		3.431,49	-9.299,65
17	37		1.2731,14	1.2731,14	3.532,42		3.532,42	-9.198,72
18	38		1.2731,14	1.2731,14	3.633,35		3.633,35	-9.097,79
19	39		1.2731,14	1.2731,14	3.734,27		3.734,27	-8.996,87
20	40		1.2731,14	1.2731,14	3.835,20	0,00	3.835,20	-8.895,94
VAN (12%)				354.930,46			18.861,82	-336.068,65
TIR								-

Cuadro 4.75 Flujo de caja interno + indicadores económicos

Para el cálculo de los indicadores económicos es utilizó una tasa de descuento (i) del 12 %, que es la tasa recomendada por la SENPLADES.

4.3.3.1.4 Análisis de resultados

Los resultados obtenidos para los indicadores económicos del proyecto se muestran en resumen en el cuadro 4.76.

Indicador económico	Resultado	Evaluación
VAN	- 336.068,65 US\$	No viable (VAN < 0)
TIR	–	No viable
B/C	0,05	No cubre costos (B/C < 1)

Cuadro 4.76 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12%

Como se puede apreciar en el cuadro 4.76, los resultados de los indicadores económicos señalan que el proyecto, tal como se ha analizado hasta el momento, no es viable económicamente. Para encontrar alternativas que permitan mejorar las condiciones económicas del proyecto, a continuación se realiza un análisis de sensibilidad.

4.3.3.2 Análisis de sensibilidad

Para el presente caso, con la finalidad de mejorar las condiciones económicas del proyecto se tomarán las siguientes medidas:

- Disminución de la tasa de descuento.
- Incremento en el costo del kWh.

Con respecto a la primera medida, al analizar el efecto que esta produce en las condiciones económicas del proyecto, se puede concluir que para el presente caso, la disminución de la tasa de descuento por sí sola no permite que el proyecto sea viable económicamente.

Es necesario entonces, aplicar la segunda medida consistente en el incremento del costo del kWh. Para esto, primeramente se determinará el costo real del kWh para las condiciones actuales del proyecto (tasa de descuento = 12%).

4.3.3.2.1 Cálculo del costo real del kWh

Para facilitar el cálculo se ha preparado el cuadro 4.77.

Año	Número de usuarios	COSTOS	ENERGIA	Costo del kWh (US\$)
		Costo Total Anual	kWh vendidos	
A	B	C	D	E
0	-	259.835,92	0,00	
1	20	12.731,14	24.000,00	
2	21	12.731,14	25.263,16	
3	22	12.731,14	26.526,32	
4	23	12.731,14	27.789,47	
5	24	12.731,14	29.052,63	
6	25	12.731,14	30.315,79	
7	26	12.731,14	31.578,95	
8	27	12.731,14	32.842,11	
9	28	12.731,14	34.105,26	
10	29	12.731,14	35.368,42	
11	31	12.731,14	36.631,58	
12	32	12.731,14	37.894,74	
13	33	12.731,14	39.157,89	
14	34	12.731,14	40.421,05	
15	35	12.731,14	41.684,21	
16	36	12.731,14	42.947,37	
17	37	12.731,14	44.210,53	
18	38	12.731,14	45.473,68	
19	39	12.731,14	46.736,84	
20	40	12.731,14	48.000,00	
	VAN	354.930,46	236.067,79	US\$ 1,50

Cuadro 4.77 Costo real del kWh

El resultado anterior indica que para que el proyecto sea rentable, el costo mínimo por kWh debe ser de US\$ 1,50. Este costo es muy elevado, pues implica que los usuarios deben pagar mensualmente una cantidad considerable por el consumo de energía.

Para un consumo mensual de 100 (kWh), el valor mensual que deben pagar los usuarios por concepto de consumo de energía es de:

$$\text{Costo mensual para el usuario} = 100 \text{ kWh} * 1,50 \text{ (US$/kWh)}$$

$$\text{Costo mensual para el usuario} = \text{US\$ 150}$$

Este valor es demasiado elevado considerando las condiciones económicas de los habitantes de la comunidad San Juan de Quitasol.

Este costo mensual sería menor si la tasa de descuento disminuye, esto debido a que con una tasa de descuento menor se reduce el precio por kWh.

A continuación en el cuadro 4.78 se muestra el costo del kWh así como el costo mensual para el usuario para diferentes tasas de descuento.

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual para el usuario residencial (US\$)
1%	0,76	76,00
2%	0,81	81,00
3%	0,87	87,00
4%	0,93	93,00
5%	0,99	99,00
6%	1,05	105,00
7%	1,12	112,00
8%	1,19	119,00
9%	1,27	127,00
10%	1,34	134,00
11%	1,42	142,00
12%	1,50	150,00

Cuadro 4.78 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento.

Como se puede apreciar en el cuadro 4.78, aún para una tasa de descuento del 1%, el costo del kWh y por lo tanto el costo mensual para el usuario es sumamente elevado.

Es por esta razón que a continuación se analiza el efecto que produce en las condiciones económicas del proyecto, el ingreso anual por beneficio social, el cual se explicó en detalle en el análisis económico de la alternativa de electrificación anterior.

4.3.3.2.2 *Análisis económico considerando el Beneficio Social*

En el cuadro 4.80 se presenta el cuadro de flujo interno considerando el ingreso anual por beneficio social.

Los resultados obtenidos para los indicadores económicos considerando el beneficio social son los siguientes:

Indicador económico	Resultado	Evaluación
VAN	- 170,467,09 US\$	No viable (VAN < 0)
TIR	1,38%	No viable (< 12%)
B/C	0,52	No cubre costos (B/C < 1)

Cuadro 4.79 Resultados de los indicadores económicos a una tasa de descuento del 12% considerando el beneficio social.

Como se puede apreciar en el cuadro 4.79, los resultados de los indicadores económicos señalan que el proyecto es todavía inviable económicamente aun considerando el beneficio social.

Cabe destacar que el ingreso por beneficio social mejoró el resultado de los indicadores económicos considerablemente, pero no lo suficiente como para que el proyecto sea rentable económicamente.

Por esta razón, es necesario analizar medidas adicionales a la del ingreso por beneficio social, las mismas que consistirán en la disminución de la tasa de descuento y el incremento en el costo del kWh.

Año	Número de usuarios	COSTOS			INGRESOS				Flujo de Caja
		Inversión	Operación y Mantenimiento	Costo Total	Valor Energía	Valor Residual	Beneficios Sociales	Beneficio Total	
A	B	C	D	E = C + D	F	G	H	I = F + G + H	J = I - E
0	-	259.835,92	0,00	259.835,92	0,00			0,00	-259.835,92
1	20		12.731,14	12.731,14	1.917,60		16.800,00	18.717,60	5.986,46
2	21		12.731,14	12.731,14	2.018,53		17.684,21	19.702,74	6.971,60
3	22		12.731,14	12.731,14	2.119,45		18.568,42	20.687,87	7.956,73
4	23		12.731,14	12.731,14	2.220,38		19.452,63	21.673,01	8.941,87
5	24		12.731,14	12.731,14	2.321,31		20.336,84	22.658,15	9.927,01
6	25		12.731,14	12.731,14	2.422,23		21.221,05	23.643,28	10.912,14
7	26		12.731,14	12.731,14	2.523,16		22.105,26	24.628,42	11.897,28
8	27		12.731,14	12.731,14	2.624,08		22.989,47	25.613,56	12.882,42
9	28		12.731,14	12.731,14	2.725,01		23.873,68	26.598,69	13.867,55
10	29		12.731,14	12.731,14	2.825,94		24.757,89	27.583,83	14.852,69
11	31		12.731,14	12.731,14	2.926,86		25.642,11	28.568,97	15.837,83
12	32		12.731,14	12.731,14	3.027,79		26.526,32	29.554,11	16.822,96
13	33		12.731,14	12.731,14	3.128,72		27.410,53	30.539,24	17.808,10
14	34		12.731,14	12.731,14	3.229,64		28.294,74	31.524,38	18.793,24
15	35		12.731,14	12.731,14	3.330,57		29.178,95	32.509,52	19.778,37
16	36		12.731,14	12.731,14	3.431,49		30.063,16	33.494,65	20.763,51
17	37		12.731,14	12.731,14	3.532,42		30.947,37	34.479,79	21.748,65
18	38		12.731,14	12.731,14	3.633,35		31.831,58	35.464,93	22.733,79
19	39		12.731,14	12.731,14	3.734,27		32.715,79	36.450,06	23.718,92
20	40		12.731,14	12.731,14	3.835,20	0,00	33.600,00	37.435,20	24.704,06
VAN (12%)				354.930,46				184.109,27	-170,821,20
TIR									1,34%

Cuadro 4.80 Cuadro de flujo de carga interno + indicadores económico considerando el beneficio social.

Este análisis se realiza con la ayuda de la tabla de Excel “ANÁLISIS ECONÓMICO – HIDROELÉCTRICA”, y cuyos resultados se muestran en el cuadro 4.81.

En este cuadro se muestra para cada tasa de descuento, el costo que debe tener el kWh para que el proyecto sea rentable. Además se muestra el costo mensual para el usuario así como los indicadores económicos correspondientes a cada tasa de descuento.

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual para el usuario residencial (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
1%	0,0799	8,14	10.622,15	1,33%	1,02
2%	0,12	12,00	3.563,38	2,12%	1,01
3%	0,18	18,00	5.915,83	3,20%	1,01
4%	0,24	24,00	6.209,86	4,22%	1,01
5%	0,30	30,00	5.005,38	5,19%	1,01
6%	0,36	36,00	2.730,66	6,11%	1,01
7%	0,43	43,00	3.233,84	7,13%	1,01
8%	0,50	50,00	2.656,08	8,11%	1,01
9%	0,58	58,00	4.259,81	9,19%	1,01
10%	0,65	65,00	2.099,53	10,10%	1,01
11%	0,73	73,00	2.114,13	11,10%	1,01
12%	0,82	82,00	3.892,57	12,20%	1,01

Cuadro 4.81 Costo de kWh para diferentes tasas de descuento tomando en cuenta el beneficio social

Un aspecto importante de estos resultados, es que únicamente para la tasa de descuento del 1%, el usuario deberá pagar por kWh el precio establecido en el Pliego Tarifario de la E.E.Q (0,0799 US\$/kWh). Para las demás tasas de descuento, el usuario deberá pagar un costo mayor al del pliego, destacando que mientras mayor sea la tasa de descuento, mayor será el costo por kWh esto para conseguir que el proyecto sea rentable económicamente.

Lo ideal sería que el usuario pague por el kWh lo establecido en el pliego tarifario, sin embargo, las tasa de descuento que permite esto, 1%, es muy baja.

Por otro lado, el costo por kWh para la tasa de descuento sugerida por el SENPLADES (12%) es de 0,82 US\$/kWh, lo que implica que el costo mensual para el usuario es de US\$ 82,00. Este costo es todavía muy elevado para la capacidad de pago de los habitantes de la comunidad.

En el análisis económico de la alternativa de la alternativa de electrificación anterior, se estableció la tasa de descuento mínima con la que se pueda considerar que el proyecto puede ser rentable económicamente y que permita un pago mensual por usuario más razonable.

Esta tasa mínima está relacionada con la tasa de interés activa del mercado, la misma que tenía un valor referencial para el Período Septiembre 2014 de:

$$\textit{Tasa de interés activa referencial} = 7,86\%$$

Por lo tanto, en base a este valor y a los resultados obtenidos en el cuadro 4.81 se ha establecido que la mejor opción para esta alternativa de electrificación que permite que el proyecto sea rentable económicamente es:

Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	Costo mensual para el usuario (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
8%	0,50	50,00	2.656,08	8,11%	1,01

Cuadro 4.82 Parámetros económicos finales para la alternativa de electrificación en base al uso de un sistema micro hidroeléctrico.

Este valor aún es bastante elevado, y sobrepasa la capacidad de pago de los habitantes de la comunidad, la misma que como se indicó en el análisis anterior, se encuentra en el rango de 15 a 20 dólares al mes.

Es por esta razón, que esta alternativa de electrificación en base al uso de un sistema micro hidroeléctrico, se descarta como posible solución para la electrificación de la comunidad San Juan de Quitasol. Cabe destacar que esta alternativa es descartada por razones exclusivamente económicas, y no técnicas, puesto que esta alternativa es viable técnicamente puesto que permite satisfacer perfectamente las necesidades de energía de la comunidad.

4.4 DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE ELECTRIFICACIÓN

Como se estableció en el análisis técnico de las alternativas de electrificación, cada una de estas alternativas es técnicamente viable para su implementación. Por esta razón, el parámetro de decisión para establecer cuál es la mejor alternativa de electrificación, será el aspecto económico.

En el cuadro 4.83 se presenta, para cada alternativa de electrificación, la mejor opción económica que permite que la alternativa sea rentable económicamente.

Alternativa de electrificación	Tasa de descuento	Costo del kWh (US\$)	INDICADORES ECONÓMICOS		
			VAN	TIR	B/C
Extensión de la red de distribución	10%	0,0799	1.434,69	10,14%	1,01
Sistema solar fotovoltaico	8%	0,40	856,52	8,16%	1,01
Sistema micro hidroeléctrico	8%	0,50	2.656,08	8,11%	1,01

Cuadro 4.83 Parámetros económicos para cada alternativa de electrificación.

En base a los resultados anteriores, se puede establecer que la única alternativa de electrificación que permite que el costo por kWh sea el establecido por el Pliego Tarifario, es la alternativa de extensión de la red de distribución. Las dos restantes alternativas, para ser rentables económicamente, requieren de un costo por kWh alrededor de 5 veces mayor que el establecido por el pliego.

Además, la tasa de descuento de la alternativa de extensión de la red es superior a la tasa de descuento de las restantes dos alternativas. Esto es otro aspecto positivo en favor de esta alternativa de electrificación, puesto que una tasa de descuento mayor permite la viabilidad del proyecto incluso con un incremento de la tasa de interés activa referencial (7,86%).

Es por estas razones que se establece que la mejor alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, es la extensión de la red de distribución.

Finalmente, para concluir con el presente estudio técnico-económico, a continuación se presenta una alternativa de electrificación que posee un usuario de la comunidad y que implica el uso de una pico central hidroeléctrica.

4.5 ALTERNATIVA DE GENERACIÓN PARA UN USUARIO DEL SECTOR

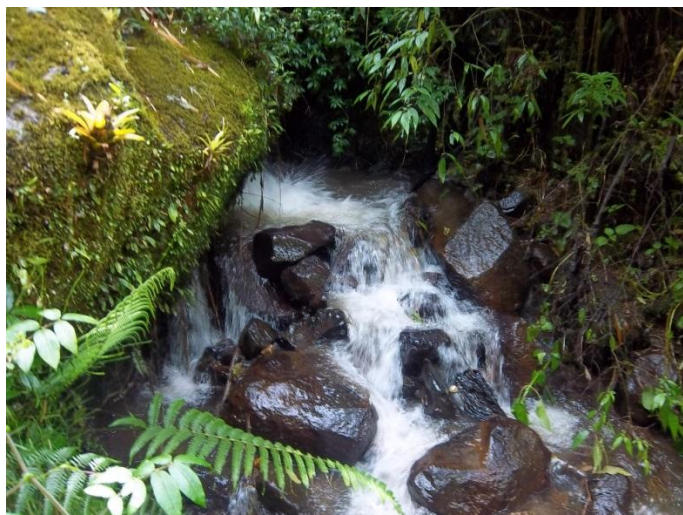
4.5.1 INTRODUCCIÓN

En búsqueda del mejor sitio para la implementación del sistema micro hidroeléctrico que permita la electrificación de San Juan de Quitasol, se procedió a evaluar varias alternativas en cuanto a lugares que permitan la instalación de dicho sistema. Uno de los aspectos considerados para la evaluación de los diferentes lugares, era la facilidad que presente el sitio para la implementación del sistema micro hidroeléctrico, esto con la finalidad de reducir los costos de la obra civil.

Por esta razón, tomó mucha importancia a la hora de la evaluación de las alternativas, un lugar que presentaba muchas facilidades para la implementación de una pequeña central hidroeléctrica, puesto que en este lugar la obra civil necesaria para la implementación de la central, prácticamente ya se encontraba hecha.

4.5.2 SITIO DE ANÁLISIS

El lugar en cuestión se lo visitó gracias a la ayuda del presidente de la comunidad San Juan de Quitasol, quien en una visita que se realizó a la comunidad, comentó que a él le interesaría mucho el implementar una pequeña central hidroeléctrica que aproveche el potencial hidroeléctrico de un pequeño río que pasa junto a los terrenos que forman parte de su propiedad.



Gráfica 4.28 Riachuelo que pasa junto a la propiedad del presidente de la comunidad

Este riachuelo se une más adelante al Río Cóndor Machay. Cabe destacar que actualmente este pequeño río es la fuente de agua de unas piscinas que sirven para la crianza de truchas, que es la actividad económica del presidente de la comunidad.



Gráfica 4.29 Piscinas que actualmente sirven para la crianza de truchas

Además de estas piscinas, el presidente de la comunidad comentó que se encontraba realizando río arriba una pequeña obra civil para establecer tres nuevas piscinas para la crianza de truchas.

4.5.3 OBRAS CIVILES APROVECHABLES

Al acudir a este lugar junto con el mencionado señor, se pudo observar que se había construido un pequeño embalse que capta el agua del riachuelo.

Para conocer el volumen de agua aproximado de este embalse, se procedió a realizar mediciones del largo, ancho y altura promedio de dicho embalse. Las mediciones realizadas así como el volumen obtenido en base a estas mediciones se muestran a continuación:

Largo (m)	Ancho (m)	Altura (m)	Volumen (m ³)
14,50	5,20	1,33	100,28

Cuadro 4.84 Mediciones del embalse



Gráfica 4.30 Embalse que capta el agua del riachuelo

Además del embalse, a 20 metros río abajo se encuentra construido un desarenador, tal como se observa en la figura 4.31. En esta figura en la parte superior se puede distinguir el embalse.



Gráfica 4.31 Desarenador existente en la obra

El embalse y el desarenador conforman el sistema de alimentación de agua de las piscinas actuales y serán la fuente de agua para las tres nuevas piscinas que se están construyendo.

Al observar estas obras civiles, se pudo concluir rápidamente que las mismas pueden ser utilizadas para la implementación de una pico central hidroeléctrica. Incluso, continuando con la trayectoria río abajo, una de las piscinas que se está construyendo, podría ser adaptada para que cumpla las funciones de una cámara de carga. Esto implicaría que esta piscina sea suprimida, restando la incorporación únicamente de dos nuevas piscinas.



Gráfica 4.32 Lugar en donde se podría adaptar una cámara de carga

Después del sitio en el que se podría ubicar la cámara de carga, y como muestra la figura anterior, existe una caída hasta llegar al piso. Al final de esta caída se podría ubicar la casa de máquinas, ubicando además sin mayores inconvenientes, la tubería de presión que una la cámara de carga con la casa de máquinas.

4.5.4 MEDICIÓN DE LA ALTURA

La altura de esta caída así como el desnivel existente entre el embalse y la probable cámara de carga, se lo obtuvo con la ayuda de los trabajadores que se encontraban realizando estas obras. El método empleado para medir la altura fue el método de la manguera de nivelación, tal como se muestra en la gráfica 4.40.



Gráfica 4.33 Medición de la altura empleando el método de la manguera de nivelación.

La altura medida para la caída existente ente la probable cámara de carga y la casa de máquinas fue de 6 metros.

Si se considera despreciables las pérdidas de carga en la tubería de presión, el valor del salto neto existente entre la cámara de carga y la casa de máquinas, tiene un valor de:

$$H_n = 6 \text{ (m)}$$

Además, la longitud medida para el desnivel existente entre el embalse y la probable cámara de carga fue de 14 metros.

Para saber el potencial hidroeléctrico que se puede generar, además del salto neto es necesario determinar el caudal del riachuelo.

4.5.5 MEDICIÓN DEL CAUDAL

Con respecto la medición del caudal, es importante mencionar que dado que existe un embalse y el acceso al río más arriba del embalse era bastante inaccesible, para conocer el caudal disponible para la generación hidroeléctrica, se procedió a realizar la medición del caudal que circulaba por las tuberías que conectaban el embalse con el desarenador.

Para este propósito se empleó el método del recipiente, empleando un tanque de 55 galones, tal como se puede apreciar en la figura 4.34.



Gráfica 4.34 Medición del caudal empleando el método del recipiente

El método del recipiente consiste en desviar todo el caudal a un recipiente con volumen conocido, luego se anota el tiempo que toma llenarlo. El volumen del recipiente se conoce y el resultado del caudal se obtiene simplemente dividiendo este volumen por el tiempo de llenado.

Se realizaron tres mediciones del tiempo de llenado del recipiente, las mismas que se muestran a continuación:

Medición	Tiempo (s)
t_1	4,90
t_2	5,17
t_3	4,90
tiempo promedio	4,99

Cuadro 4.85 Mediciones del tiempo de llenado del recipiente

Como se mencionó anteriormente, para la medición del caudal se empleó un tanque de 55 galones, por lo tanto:

$$\text{Volumen del recipiente} = 55 \text{ (galones)}$$

$$\text{Volumen del recipiente} = 0,208 \text{ (m}^3\text{)}$$

Entonces, el caudal disponible es:

$$Q = \frac{\text{Volumen del recipiente}}{\text{tiempo promedio}} \quad (4.61)$$

$$Q = \frac{0,208 \text{ (m}^3\text{)}}{4,99 \text{ (s)}}$$

$$Q = 0,042 \text{ (m}^3\text{/s)}$$

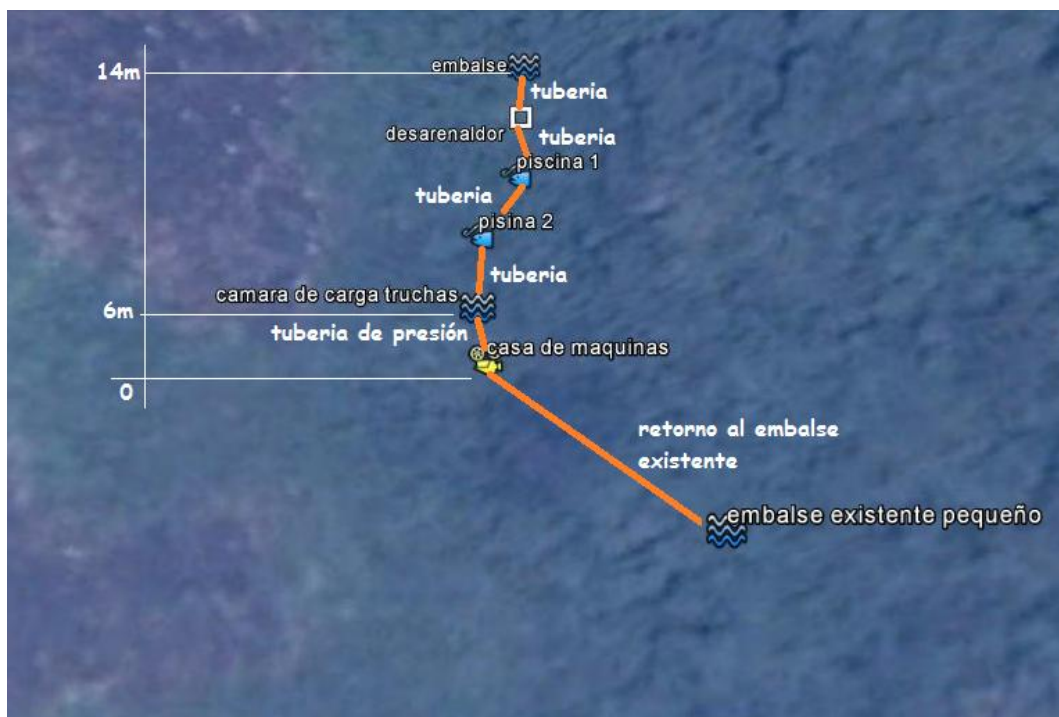
Cabe destacar que el caudal obtenido, es un caudal constante a lo largo del año, ya que de acuerdo a lo expresado por el presidente de la comunidad, con este caudal que corresponde al caudal de agua que circula por la tubería que une el embalse con el desarenador, no se corre riesgo de que el embalse se vacíe, puesto que en todo el tiempo en el que ha funcionado el embalse, esto no ha ocurrido. Esto debe ser así, puesto que como se mencionó anteriormente, el embalse alimenta de agua a las piscinas en donde se cría a las truchas, por lo que estas piscinas obligatoriamente siempre deben tener agua en circulación y no pueden secarse.

Una vez determinados el salto neto y el caudal, a continuación se procede con el dimensionamiento de los componentes electromecánicos que se deberían usar en esta pico central.

4.5.6 DIMENSIONAMIENTO TÉCNICO DE LA PICO CENTRAL HIDROELÉCTRICA

4.5.6.1 Esquema de la pico central hidroeléctrica

El esquema de la pico central hidroeléctrica se lo ha establecido teniendo en cuenta que la actividad económica del usuario (crianza de truchas) no se vea afectada. Por esta razón, se ha considerado la inclusión de las dos piscinas nuevas como parte del esquema de la pico central hidroeléctrica. Cabe destacar que el agua de las piscinas debe estar lo más limpia posible, esto para evitar que las truchas se enfermen. Y dado que el agua que debe pasar por la turbina y el generador, también debe ser agua libre de impurezas como la arena, entonces el uso de piscinas para la crianza de truchas bien puede ser parte del pequeño sistema de generación hidroeléctrica.

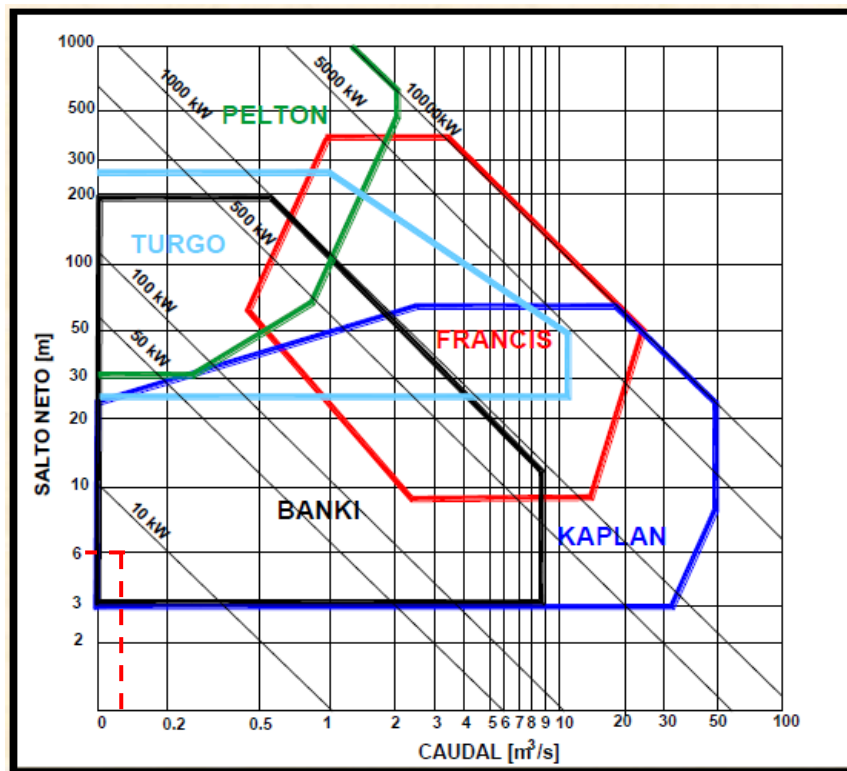


Gráfica 4.35 Esquema de la pico central hidroeléctrica

Una vez establecido el esquema del pequeño sistema hidroeléctrico, a continuación se procede con un breve dimensionamiento de los componentes electromecánicos de dicho sistema.

4.5.6.2 Selección de la turbina

Para la selección de la turbina se emplea el diagrama de la gráfica 4.36.



Gráfica 4.36 Diagrama empleado para la selección de turbinas

En base a este diagrama y por razones económicas, se ha establecido que para el presente caso se empleará una turbina Michell-Banki.

La potencia hidráulica (P_H) a disposición de la turbina en kW tiene un valor de:

$$P_H = \gamma \cdot Q \cdot H_n$$

$$P_H = 9,81 \frac{kN}{m^3} * 0,042 \frac{m^3}{s} * 6 m$$

$$P_H = 2,47 \text{ kW}$$

La potencia al eje de la turbina (P_M) considerando una eficiencia de la turbina Michell-Banki de $\eta_t = 0,8$ es:

$$P_M = P_H \cdot \eta_t$$

$$P_M = 2,47 \text{ kW} * 0,8$$

$$\mathbf{P_M = 1,976 \text{ kW}}$$

4.5.6.3 Selección del generador eléctrico

La potencia eléctrica en los bornes del generador (P_E), considerando una eficiencia del sistema de transmisión $\eta_{st} = 0,95$ y una eficiencia del generador eléctrico $\eta_g = 0,8$, tiene un valor de:

$$P_E = P_M \cdot \eta_{st} \cdot \eta_g$$

$$P_E = 1,976 \text{ (kW)} * 0,95 \cdot 0,8$$

$$\mathbf{P_E = 1,50 \text{ kW}}$$

Puesto que la potencia en los bornes del generador es una potencia pequeña, lo más aconsejable por razones económicas, es el uso de un generador asíncrono o de inducción monofásico con un voltaje de salida de 110 (V), 60 (Hz).

Puesto que la potencia generada es pequeña, además de que el generador entregará un voltaje monofásico de 110 (V), 60 (Hz), para este caso no hace falta el uso de un transformador elevador, sino que simplemente se puede conectar directamente las cargas a la salida del generador.

4.5.7 INVERSIÓN PARA LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Puesto que la mayor parte de la obra civil del pequeño sistema hidroeléctrico prácticamente está realizada, la inversión para este pequeño sistema está enfocada a la adquisición de los quipos electromecánicos, a la construcción de la casa de máquinas y al costo de la instalación y el cableado.

En el cuadro 4.86 se muestra la inversión necesaria para la implementación de esta pico central hidroeléctrica.

Ítem	Rubro	Costo (US\$)
1	Grupo hidroeléctrico de 2 (kW) que incluye: Turbina Michell-Banki, generador de inducción, regulador de velocidad tipo electrónico y sistema de transmisión de potencia	1.500
2	Construcción de la casa de máquinas	500
3	Tubería de presión	240
4	Cableado	200
5	Instalación	500
TOTAL		2.940

Cuadro 4.86 Inversión para el sistema hidroeléctrico

Por lo tanto, el costo de inversión para esta pico central hidroeléctrica es de alrededor de:

$$\text{Inversión necesaria} = \text{US\$ 3.000,00}$$

Es importante destacar que la potencia generada es muy pequeña, por lo que permitiría únicamente la electrificación de la vivienda del presidente de la comunidad. Sin embargo es una buena alternativa para el mencionado señor, ya que con una inversión de aproximadamente US\$ 3.000, esta persona puede tener energía eléctrica suficiente como para satisfacer sus necesidades productivas y de confort.

Una vez concluido el presente estudio, a continuación se presentan las conclusiones que ha dejado este Estudio Técnico-Económico de Suministro Eléctrico de la E.E.Q. para la comunidad rural San Juan de Quitasol.

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En lo referente a los cuadros de carga, al comparar el consumo total de energía de las cargas tradicionales con el consumo de energía de las cargas eficientes, se puede apreciar que al utilizar cargas eficientes, el consumo de energía se reduce en un 70% con respecto al escenario en que se utilizan cargas tradicionales. Este resultado obtenido muestra claramente la gran importancia que debe tener la eficiencia energética en un hogar.
- El menor consumo de energía para el caso de las cargas eficientes implica la reducción en cuanto a los costos que conlleva la implementación de un sistema fotovoltaico en una vivienda, ya que al reducirse la demanda de energía, se reduce también el tamaño del sistema fotovoltaico, lo que implica una reducción en cuanto al número y capacidad de sus componentes como son los paneles fotovoltaicos y las baterías.
- Para los cuadros de carga, el uso de una ordeñadora mecánica eleva de manera considerable la demanda de energía eléctrica. La ordeñadora hace que el consumo de energía se incremente en alrededor del 330%. Es por esta razón que para un sistema fotovoltaico, el uso de una ordeñadora como carga de consumo no es viable, esto debido principalmente a que el costo de un sistema fotovoltaico que sea capaz de alimentar a la ordeñadora además de las otras cargas sería demasiado elevado.
- En lo referente a la red de distribución, en base a los estudios de demanda realizados, se puede concluir que los habitantes no requieren necesariamente de una red trifásica para realizar sus actividades personales y productivas. Las necesidades energéticas de la comunidad se pueden satisfacer plenamente con la implementación de una red de distribución monofásica.

- Otro aspecto importante a considerar en relación al tipo de red de distribución, es que para la implementación de la extensión de una red trifásica, sería necesario disponer de una red trifásica de distribución existente que se encuentre cerca de la zona del proyecto. Esto no ocurre así puesto que la red trifásica de media tensión más cercana a la comunidad San Juan de Quitasol, se encuentra a una distancia de 7 kilómetros. En cambio, la implementación de la extensión de una red monofásica si es factible ya que la red monofásica de media tensión existente se encuentra a 200 metros de la entrada a la comunidad. Por esta razón, para el diseño se empleó una red monofásica de distribución.

- Para la alternativa de electrificación mediante la extensión de la red de distribución, la utilización de postes de PVC es muy necesario debido a su fácil instalación y transporte, esto debido a que las vías de acceso a la zona son complicadas y una grúa que transporte los postes de hormigón que comúnmente se utiliza, no podría pasar por un camino de estas características.

- En lo referente a la electrificación mediante sistemas fotovoltaicos, si bien esta opción es una solución rápida para un sector donde las vías de acceso y la topología del terreno son extremas, esta opción tiene las siguientes limitantes:
 - Una carga y tiempos limitados, que se ven afectados por las condiciones del medio ambiente. Además requiere que las personas hagan un uso correcto de la instalación, sin consumir más de lo contemplado en los cuadros de carga.

 - Aunque el mantenimiento de estos sistemas es muy simple, el retorno de la inversión se ve frenado en gran parte por los altos costos que implica la reposición de los bancos de baterías.

- Otro aspecto a considerar sobre los sistemas fotovoltaicos, es que estos cumplirán con los días de autonomía establecidos, siempre y cuando los usuarios consuman diariamente la energía establecida en los cuadros de carga.
- Con respecto al sistema micro hidroeléctrico, cabe mencionar que la potencia generada con el caudal del Río Cóndor Machay es suficiente para cubrir tanto la demanda actual de energía así como el incremento que ésta tendría en los siguientes 20 años.
- En lo referente al análisis económico realizado, se pudo establecer que ninguna de las alternativas de electrificación es económicamente viable por sí sola, sino que su viabilidad depende del ingreso por beneficio social, de una disminución en la tasa de descuento e incluso de un incremento en el precio del kWh.
- Es importante señalar que se estableció que una tasa de descuento mínima del 8% permitiría que el proyecto sea rentable económicamente.
- Para que la alternativa de electrificación basada en la extensión de la red sea rentable económicamente, además del ingreso por beneficio social, es necesario disminuir la tasa de descuento a un valor del 10%.
- Por otro lado, para que sea rentable económicamente la alternativa de electrificación que hace uso de sistemas solares fotovoltaicos, además del ingreso por beneficio social, es necesario disminuir la tasa de descuento a un valor del 8% e incrementar el precio del kWh a US\$ 0,40.
- En cambio, para conseguir la rentabilidad económica de la alternativa de electrificación basada en un sistema micro hidroeléctrico, además del ingreso por beneficio social, es necesario disminuir la tasa de descuento a un valor del 8% e incrementar el precio del kWh a US\$ 0,50.

- Por lo señalado anteriormente, se concluye que la mejor alternativa de electrificación para la comunidad San Juan de Quitasol, es la extensión de la red de distribución. Esta alternativa, además de ser rentable económicamente, satisface plenamente las necesidades de los usuarios, sobre todo al permitirles el uso de la ordeñadora mecánica.
- Con respecto a las recomendaciones que se deben tener en cuenta, la principal recomendación es que si se ha optado por la instalación de sistemas fotovoltaicos aislados en una determinada población, se debería dar una capacitación extensa a los usuarios sobre el uso correcto de estos sistemas, puesto que al visitar zonas en las que se han implementado este tipo de sistemas, se ha podido constatar que gran parte de las personas se sienten inconformes pues no es el tipo de servicio que ellos esperaban y la causa de aquello es que muchos de los habitantes utilizan de forma indiscriminada la energía generada por estos sistemas, lo que da como resultado pocas horas de autonomía y por ende la pérdida del servicio a las pocas horas de uso.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CONELEC; “Procedimientos para Presentar, Calificar y Aprobar los Proyectos FERUM”; Regulación No. CONELEC - 008/08.
- [2] CONELEC; “Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración”; Regulación No. CONELEC - 003/11.
- [3] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO; “Normas para Sistemas de Distribución – Parte A – Guía para Diseño de Redes de Distribución”; Vigencia: 28 de Febrero de 2014.
- [4] WWF / ADENA; “Guía para el ahorro energético en el hogar”; Madrid, Julio de 2008.
- [5] EMPRESA ELÉCTRICA QUITO; “Normas para Sistemas de Distribución – Parte B – Unidades de Propiedad y Construcción”; Vigencia: 28 de Febrero de 2014.
- [6] MEER; “Documento de Homologación y Estandarización de las Unidades de Propiedad y Unidades Constructivas del Sistema de Distribución Eléctricas”; Proyecto SIGDE; Ecuador, 2010.
- [7] FUNDACIÓN ENTORNO – BCSD ESPAÑA; “Manual de Energía Solar Fotovoltaica”; Programa para la Optimización del Uso de la Energía en la PYME, Programa Enerpyme renovables.
- [8] BUN-CA; “Manuales sobre Energía Renovable: Solar Fotovoltaica”; Costa Rica, Septiembre del 2002.

- [9] IDAE – CENSOLAR; “Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red”; PCT-A-REV - Febrero 2009.
- [10] PALLEJÀ CABRÉ, Jordi; “Estudio de la Afectación de las Sombras en un Panel Fotovoltaico”; Universitat Rovira i Virgili; Septiembre 2012.
- [11] ITDG – PERÚ; “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: Una Guía para el Desarrollo de Proyectos”; Lima, 1995.
- [12] SOLUCIONES PRÁCTICAS – ITDG; “Manual para la Evaluación de la Demanda, Recursos Hídricos, Diseño e Instalación de Microcentrales Hidroeléctricas”; Lima, 2010.
- [13] ESHA; “Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica”; Año de edición: 2006.
- [14] MUGUERZA, Daniel; “Micro Centrales Hidroeléctricas”.
- [15] CASTELLANO Jaime, TORRENT, Marcel; “Centrales Eléctricas Microhidráulicas: Aplicación en una Zona Rural Subdesarrollada”
- [16] SOLUCIONES PRÁCTICAS – ITDG; “Ficha Técnica: Turbina Michell-Banki”; Año de edición: 2009.
- [17] OLADE; “Diseño y estandarización de turbinas Michell-Banki”; Elaborado por el Ing. Hernández Bazo Carlos Alberto, experto del Programa Regional de P.C.H. de la OLADE; Septiembre, 1980.

ANEXOS

ANEXO I

MODELO DE ENCUESTA EMPLEADA

FECHA DE LA VISITA: _____ No. _____

1. IDENTIFICACIÓN DEL BENEFICIARIO:

NOMBRE: _____ CI: _____ TELEF: _____

COMUNIDAD A LA QUE PERTENECE: _____ SECTOR: _____

2. DATOS DE LA VIVIENDA DEL BENEFICIARIO:

SOLO VIVIENDA _____ VIVIENDA Y COMERCIO _____ SOLO COMERCIO _____

ESCUELA _____ COLEGIO _____ AULA COMUNITARIA _____

IGLESIA _____ OTRO _____

NUMERO DE AMBIENTES: _____ No. DE HABITANTES: _____

MAYORES A 18 AÑOS: _____ MENORES DE 18 AÑOS: _____

MATERIALES CON QUE ESTA CONSTRUIDA LA VIVIENDA:

PISO: _____ PAREDES: _____ TECHO: _____

VIVIENDA UBICADA EN EL CENTRO: _____ FUERA DEL CENTRO: _____

ACCESO A LA VIVIENDA: _____

3. INGRESOS FAMILIARES:

FUENTES DE INGRESO	SELECCIONAR LA O LAS FUENTES DE INGRESO
AGRICULTURA	
TURISMO	
ARTESANIA	
PESCA	
EMPLEO PRIVADO	INSTITUCION:
EMPLEO PUBLICO	INSTITUCION:
COMERCIO	



4. APARATOS QUE PIENSA ADQUIRIR, EN QUE MOMENTO Y HORAS DE USO ESPERADO:

EQUIPO	CANTIDAD	ENSEGUIDA	AÑO 2	AÑO 3	HORAS/DIA
FOCOS					
SOLO RADIO					
TV B/N					
TV COLOR					
DVD					
RADIO - GRABAD					
REFRIGERADOR					
VENTILADOR					
LICUADORA					

5. USOS PRODUCTIVOS

Piensa desarrollar alguna actividad productiva con la llegada de la electricidad:

SI _____ NO _____ Indicar la actividad productiva que piensa desarrollar:

	EL PRIMER AÑO	AL CONTAR CON LUZ	MAS TARDE
Tipo de actividad			
Tipo de equipo eléctrico requerido			

6. SELECCIONE LOS IMPLEMENTOS QUE UTILIZA COMO FUENTE DE ENERGIA HOY

IMPLEMENTO	CANTIDAD	CUANTO GASTA A LA SEMANA	CUANTO GASTA AL MES	OBSERVACIONES
VELAS				
PILAS				
MECHEROS				
DIESEL				
GASOLINA				
OTRO				

7. PAGO POR UN NUEVO SERVICIO:

CUANTO ESTA DISPUESTO A PAGAR SU FAMILIA POR TENER UN SERVICIO ELÉCTRICO DE MEJOR CALIDAD QUE EL ACTUAL AL MES: _____

A LA SEMANA: _____ CADA QUE VENDE SUS PRODUCTOS: _____

OTRA ALTERNATIVA: _____

8. PAGO POR CONSUMOS COMUNITARIOS:

ESCUELA, BOMBA DE AGUA, AULA COMUNITARIA, INTERNET, IGLESIA, ETC.

ESTA DISPUESTO A PAGAR SI ___ CUANTO _____ NO ___ PORQUE _____

9. POSIBLE FUENTE DE ENERGIA

SOLAR _____ HIDRICA _____ EÓLICA _____ OTROS _____

OBSERVACIONES:

ANEXO II

NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN – PARTE A – GUÍA PARA DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Apéndice A-11-A Hoja 2 de 2:
Distribución de Estratos de Consumo en el Área de Concesión de la
Empresa Eléctrica Quito**



NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN - PARTE -A

GUIA PARA DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

SISTEMAS DE GESTIÓN DE CALIDAD

REVISIÓN: 05

CÓDIGO: DI-EP-P001-D001

SECCIÓN: A11

PARAMETROS DE DISEÑO

A-11-A

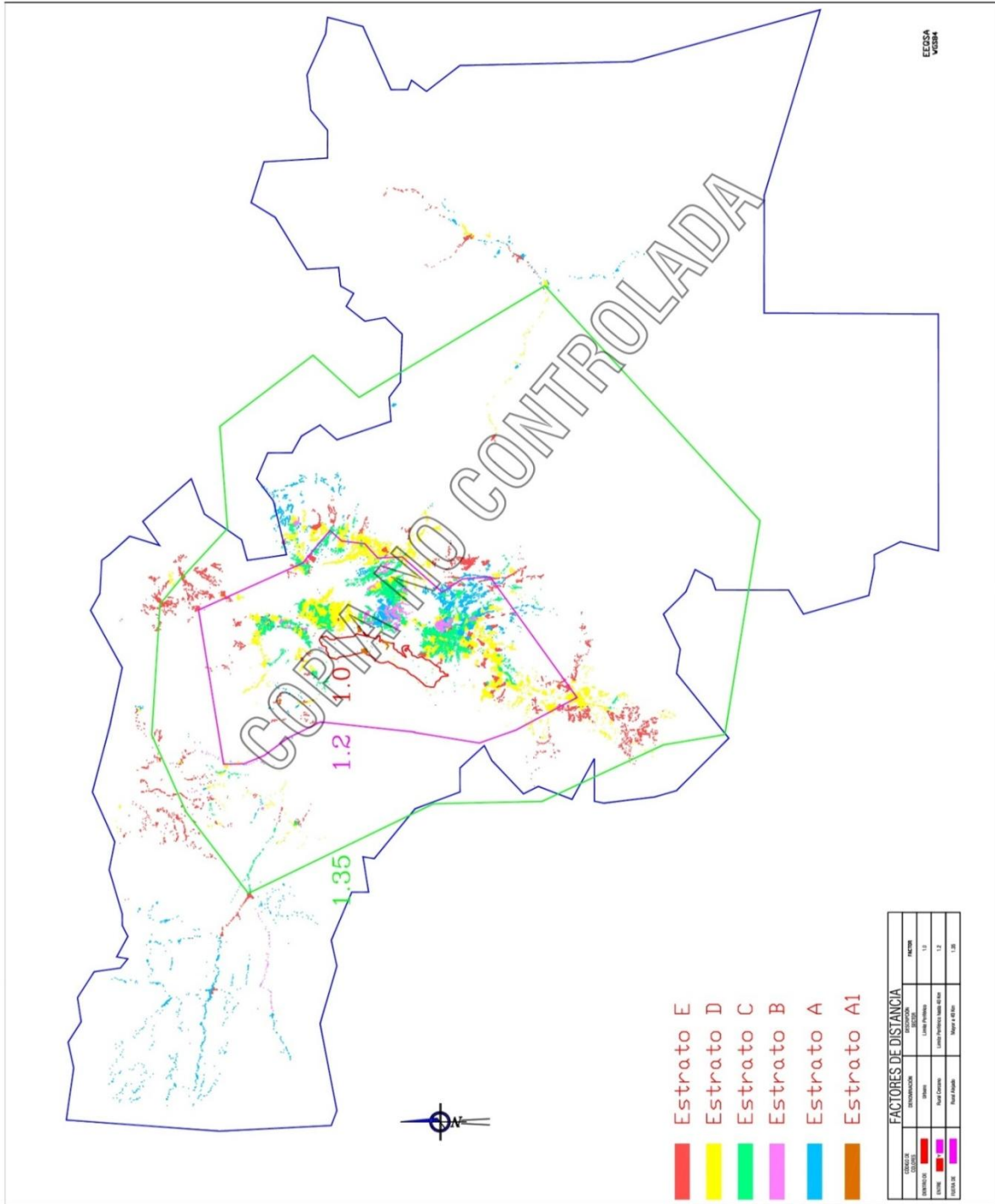
DISTRIBUCIÓN DE ESTRATOS DE CONSUMO EN EL
AREA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
QUITO S.A

HOJA 2 DE 2

A-11-A

REVISIÓN: 05

FECHA: 2014-02-28



ANEXO III

PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCIÓN								
PLANILLA DE ESTRUCTURAS								
NOMBRE DE LA OBRA: SAN JUAN DE QUITASOL			ESTRUCTURAS					
PROYECTO No:		PARTIDA PRESUPUESTARIA:						FECHA: 20/07/2014
POSTE		ESTRUCTURA		MONTAJE		TIPO		OBSERVACIONES
No.	Descripción	M.T.	B.T. - A.P.	A.P.	EQUIPO	ENSOR	TIERRA	
Pe1	PH-14,0-500							
Pe2	PH-14,0-500				MVF1			
Pe3	PM-9,0							Poste a sustituir
Pe4	PM-9,0							Poste a sustituir
P1	PP-14,0-500	RVU1/RVU4-H, RVU3-H	2RB4-1-H, 2RB4-4-H			G1-1-23, G1-1-23, G1-1-23		
P2	PP-14,0-500	RVU4-H	RB4-4-H			G1-1-23		
P3	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P4	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P5	PP-14,0-500	RVU3-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G2-1-23, G1-1-23	2T1-1-P-2	
P6	PP-14,0-500	RVU3-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150		G2-1-23, G1-1-23	T1-1-P-2	
P7	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G1-1-23, G1-1-23, G1-1	2T1-1-P-2	
P8	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P9	PP-14,0-500	RVU3-H	2RBC7			G1-1-23, G2-1-23		
P10	PP-14,0-500	RVU1/RVU4-H, RVU3-H	2RBC7, 2RB4-1-H, 2RB4-1-H, 2RB4-1-H			G2-1-23, G1-1, G2-1-23, G2-1-23		
P11	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P12	PP-14,0-500	RVU4-H	2RB4-1-H, 2RB4-1-H, 2RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G2-1-23, G1-1	2T1-1-P-2	
P13	PP-10,0-400		PB4-1-H, PB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P14	PP-14,0-500	RVU1/RVU4-H, RVU1/RVU4-H, RVU3-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, 2RBC7	A1-150		G2-1-23, G1-1-23, G2-1-23, G2-1-23		
P15	PP-14,0-500	RVU3-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G2-1-23, G1-1-23	2T1-1-P-2	
P16	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P17	PP-14,0-500	RVU4-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G1-1, G1-1-23	2T1-1-P-2	
P18	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P19	PP-14,0-500	RVU4-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G1-1-23, G1-1	2T1-1-P-2	
P20	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P21	PP-14,0-500	RVU3-H	2RBC7			G2-1-23, G2-1-23		
P22	PP-14,0-500	RVU3-H	2RBC7			G1-1-23, G2-1-23		
P23	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G1-1, G1-1-23, G1-1-23	2T1-1-P-2	
P24	PP-10,0-400		2RB4-1-H, 2RB4-1-H, 2RB4-1-H			G1-1, G1-1		
P25	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	
P26	PP-14,0-500	RVU3-H	2RBC7			G1-1-23, G2-1-23		
P27	PP-14,0-500	RVU3-H	2RBC7			G1-1-23, G2-1-23		
P28	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P29	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P30	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P31	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P32	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P33	PP-14,0-500	RVU3-H	2RB4-1-H			G1-1-23, G1-1-23		
P34	PP-14,0-500	RVU4-H	RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A1-150	MVTP-15	G1-1-23, G1-1	2T1-1-P-2	
P35	PP-10,0-400		RB4-1-H, RB4-1-H, RB4-1-H	A2-150		G1-1	T1-1-P-2	

REALIZO: CHRISTIAN JUNIA / WASHINGTON PRIETO

REVISO: ING. EDISON NARANJO / ING. IVÁN PAZMIÑO

APROBO:

ANEXO IV

CAÍDAS DE VOLTAJE DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS PRIMARIOS											
PROYECTO:		ELECTRIFICACION SAN JUAN DE QUITASOL			TENSION:		13,2 kV		1F		
No. PROY.:					LIMITE CAIDA DE TENSION:		1,00%				
TIPO INSTALACION:		Aerea			MATERIAL CONDUCTOR:		ACSR				
ESQUEMA:											
ESQUEMA					LINEA			COMPUTO			
TRAMO		CENTRO DE TRANSF.		CARGA TOTAL KVA	FASES	CONDUCTOR		KVA-KM	DV(%)		
DESIG	LONG	N°	KVA			CALIBRE	KVA-KM		PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0.-1	0,136			120	A	ACSR 4(4)	1500	16,32	0,0109	0,0109	
1.-2	0,293	CT-1	15	105	A	ACSR 4(4)	1500	30,77	0,0205	0,0314	
2.-3	0,215	CT-2	15	90	A	ACSR 4(4)	1500	19,35	0,0129	0,0443	
3.-4	0,965			90	A	ACSR 4(4)	1500	86,85	0,0579	0,1022	
4.-5	0,189	CT-3	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	2,84	0,0019	0,0019	
4.-6	0,580			75	A	ACSR 4(4)	1500	43,50	0,0290	0,0290	
6.-7	0,246	CT-6	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	3,69	0,0025	0,0025	
6.-8	0,151	CT4	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	2,27	0,0015	0,0015	
8.-9	0,216	CT-5	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	3,24	0,0022	0,0037	
6.-10	0,383	CT-7	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	5,75	0,0038	0,0038	
10.-11	1,471	CT-8	15	15	A	ACSR 4(4)	1500	22,07	0,0147	0,0185	
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junji				REVISO: EEQ				APROBO: EEQ			

ANEXO V
CAÍDAS DE VOLTAJE DE LA RED DE BAJA TENSIÓN

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS										
PROYECTO:		ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-1	15 kVA	
No. PROY.:					TIPO USUARIO:		E			
TIPO INSTALACION:		AEREA			DMUp(KVA):		3,09	kVA		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:		2	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR		
ESQUEMA:										
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO			
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0-1	109,74	1	3,09	1/0		431	338,89	0,79	0,79	
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ			

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:	ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-2	15 kVA	
No. PROY.:				TIPO USUARIO:			E		
TIPO INSTALACION:	AEREA			DMUp(KVA):			3,09	kVA	
TENSION:	240/120 V.	No. FASES:		2		CIRCUITO No:			
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR		
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	54,99	5	9,56	1/0		431	525,88	1,22	1,22
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ		

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-3 15 kVA	
No. PROY.:					TIPO USUARIO:		E		
TIPO INSTALACION:		AEREA			DMUp(KVA):		3,09 kVA		
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	2	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR	
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	256,15	1	3,09	1/0		431	791,01	1,84	1,84
0-2	189,03	1	3,09	1/0		431	583,74	1,35	1,35
2_3	233,08	1	3,09	1/0		431	719,77	1,67	3,02
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ		

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS										
PROYECTO:		ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:		CT-4			15 kVA
No. PROY.:					TIPO USUARIO:		E			
TIPO INSTALACION:		AEREA			DMUp(KVA):		3,09			kVA
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	2	CIRCUITO No:					
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:		ACSR			
ESQUEMA:										
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO			
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)		
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0-1	150,89	1	3,09	1/0		431	465,96	1,08	1,08	
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ			

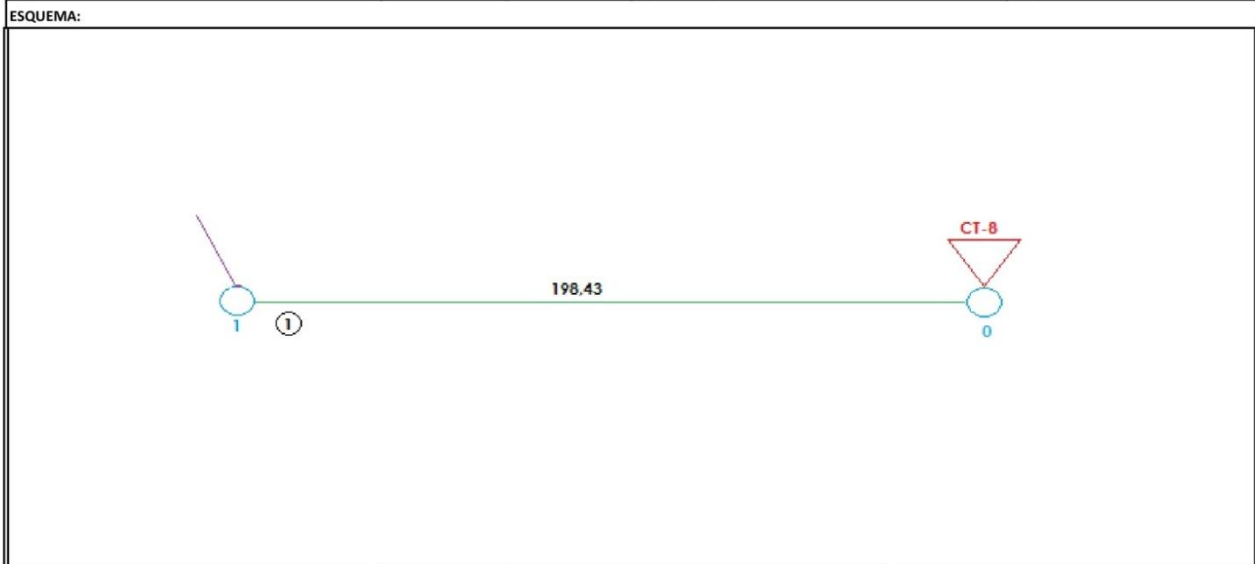
EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:	ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-5	15 kVA	
No. PROY.:				TIPO USUARIO:			E		
TIPO INSTALACION:	AEREA			DMUp(KVA):			3,09	kVA	
TENSION:	240/120 V.	No. FASES:		2	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR		
ESQUEMA:									
<p>El diagrama muestra un transformador etiquetado como CT-5 conectado a un punto etiquetado como 0. Una línea horizontal de transmisión, representada por una línea verde, se extiende desde el punto 0 hasta un punto etiquetado como 1. El valor de la longitud de la línea es 80,99. El punto 1 está representado por un círculo con un número 1 dentro, y una línea que se extiende hacia arriba y a la derecha.</p>									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	80,99	1	3,09	1/0		431	250,10	0,58	0,58
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ		

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:		ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-6 15 kVA	
No. PROY.:					TIPO USUARIO:		E		
TIPO INSTALACION:		AEREA			DMUp(kVA):		3,09		kVA
TENSION:		240/120 V.	No. FASES:	2	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:		3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR	
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	70,50	1	3,09	1/0		431	217,71	0,51	0,51
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ		

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.									
DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION									
COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS									
PROYECTO:	ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL			CENTRO DE TRANSFORMACION:			CT-7	15 kVA	
No. PROY.:				TIPO USUARIO:			E		
TIPO INSTALACION:	AEREA			DMUp(KVA):			3,09	kVA	
TENSION:	240/120 V.	No. FASES:		2	CIRCUITO No:				
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%			MATERIAL CONDUCTOR:			ACSR		
ESQUEMA:									
ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR					TRAMO	PARCIAL	TOTAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	151,91	1	3,09	1/0		431	469,11	1,09	1,09
1-2	173,35	1	3,09	1/0		431	535,32	1,24	2,33
REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia				REVISO: EEQ			APROBO: EEQ		

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.
 DIVISION INGENIERIA DE DISTRIBUCION
 COMPUTO DE CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS SECUNDARIOS

PROYECTO:	ELECTRIFICACION DE SAN JUAN DE QUITASOL	CENTRO DE TRANSFORMACION:	CT-8 15 kVA
No. PROY.:		TIPO USUARIO:	E
TIPO INSTALACION:	AEREA	DMUp(KVA):	3,09 kVA
TENSION:	240/120 V.	No. FASES:	2 CIRCUITO No:
LIMITE CAIDA TENSION:	3,50%	MATERIAL CONDUCTOR:	ACSR



ESQUEMA			DEMANDA	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		NUME	KVA_d	CALIBRE	KVA (LT)	KVA_M	KVA_M	DV (%)	
DESIG	LONG	USUAR						TRAMO	PARCIAL
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	198,43	1	3,09	1/0		431	612,77	1,42	1,42

REALIZO: Ing. Washington Prieto Ing. Christian Junia

REVISO: EEQ

APROBO: EEQ

ANEXO VI

**HOJA TÉCNICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO EMPLEADO EN EL
DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**



MODULE SERIES
PW 120 - 140 - 36C

MODULE TYPES
PW120, PW125, PW130, PW135, PW140



SWISSWATT
Schlätliweg 1
9052 Niederteufen, Switzerland

fon: +41 (0)71 511 56 10
fax: +41 (0)71 511 56 19
email: info@swiss-watt.com
web: www.swiss-watt.com

The electrical parameters are typical values from historical production data. Measuring tolerance $\pm 3\%$.
Technical changes in the course of product development, mistakes and errors reserved. Data sheet PW120 - 140 36c V02-13

PRODUCT FEATURES

POLYWATT Modules with 36 cells offer 5 performance classes designed for roof- or ground mounting. The modules are best suitable for small, medium and large scale solar systems for on- or off-grid operations. Technology, design and construction guarantee the highly efficient and reliable long term output of each and every module. Our automatic production and our latest flash tower technology guarantee a documented performance above industry standard.

- + Industry leading power tolerance 0 - + 3 %
- + Unique frame design for insulation and weather exposure
- + Automatic clean-room production for sustainable returns
- + Frame mounting concept for long- and short side mounting
- + High transmission low iron tempered glass
- + Enhanced strength and impact resistance
- + Advanced EVA component encapsulation, multilayer backsheet technology

WARRANTIES & ASSURANCES

Industry leading guaranty on material and manufacturing: 10 years
 Output assurance: up to 12 years: 90 %, up to 25 years: 80%
 Please refer to our warranty conditions

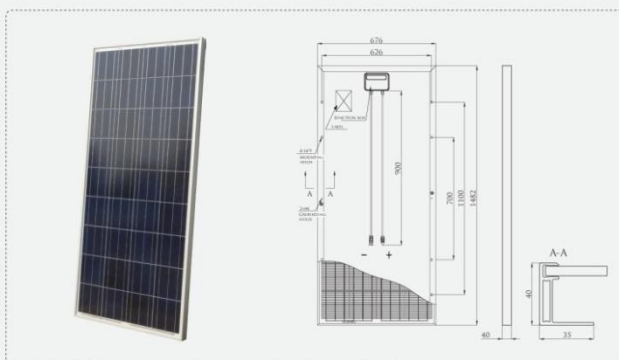
QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

Ongoing quality control and performance testing executed by independent testing laboratories grant the maximal benefit of your environmentally friendly energy production.

IEC 61215.2 / IEC 61730 / safety class II



TECHNICAL DATA MODULE SERIES PW 120 - 140 - 36C



MECHANICAL DATA & MEASURES

Cable type, Diameter, Length	4mm2, TÜV certified, 900 mm
Connector type	RADOX® SOLAR or Typ IV compatible
Dimension (mm)	1482 x 676 x 40
Weight	12
Drainage Holes in Frame	8
Glass, Type, Thickness	High Transmission, Low Iron, 3,2 mm Tempered Glass
Junction box	IP 65 Typ IV or IP67 RADOX® SOLAR
Bypass-Diodes	3

ABSOLUTE RATINGS

Dielectric Insulation Voltage (V)	3000 V
Operating Temperature (°C)	-40 ~ +85
Storage Temperature (°C)	-40 ~ +85
Mechanical Load	5400 Pa up to 10000 Pa <i>extrem</i>

MODULE SERIES PW 120 - 140 - 36C

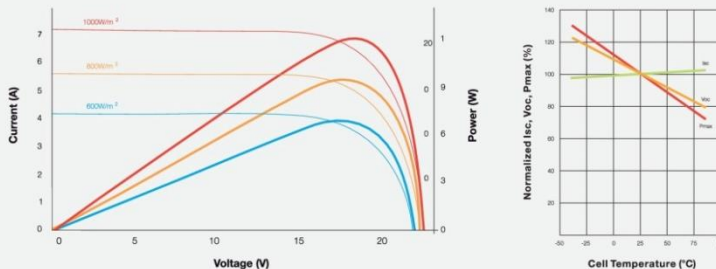
Max-System Voltage (VDC)	600V(UL) / 1000V(IEC)
Number, type and arrangement of cells	36, Poly-Crystalline Silicon (4 x 9)
Cell Size (mm)	156 x 156
Max. Series fuse (A)	15
Module variants	Indus, <i>extrem</i> , Shadow Black

ELECTRICAL DATA AT STC

Module type	PW120	PW125	PW130	PW135	PW140
Rated output P _{MPP} (W)	120 Wp	125 Wp	130 Wp	135 Wp	140 Wp
Max-Power Voltage V _m (V)	17,5 V	17,85 V	17,9 V	18,0 V	18,3 V
Max-Power Current I _{MPP} (A)	6,86 A	7,00 A	7,3 A	7,5 A	7,65 A
Open circuit Voltage V _{OC} (V)	21,4 V	21,6 V	21,74 V	21,85 A	21,95 V
Short circuit voltage I _{SC} (A)	7,7 A	8,0 A	8,05 A	8,18 A	8,25 A
Cell Efficiency (%)	13,70%	14,30%	14,80%	15,40%	16,00%
Module efficiency %	12,00%	12,50%	13,00%	13,50%	14,00%

CURRENT-VOLTAGE CURVE (I-V-CURVE)

I-V Curve
 The current in relation to comparison to the voltage, illustrates the cell performance at different irradiances and temperatures. (AM1.5; 25°C)



THERMAL CHARACTERISTICS

Pm Temperature Coefficient (%/K)	-0,48
Isc Temperature Coefficient (%/K)	0,055
Voc Temperature Coefficient (%/K)	-0,347

ANEXO VII

**HOJA TÉCNICA DE LA BATERÍA EMPLEADA EN EL DISEÑO
DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

UCG 200-12

12V 200AH

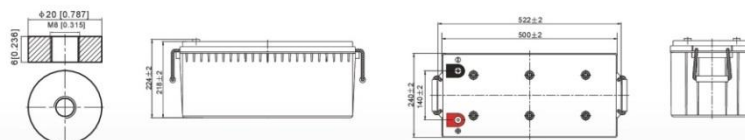
Deep Cycle Gel

Ultracell[®]
Quality in Every Language**UCG200-12****Physical Specification**

Part Number:	UCG200-12
Length:	522 ± 2 mm (20.55 inches)
Width:	240 ± 2 mm (9.45 inches)
Container Height:	218 ± 2 mm (8.58 inches)
Total Height (with terminal):	224 ± 2 mm (8.81 inches)
Approx Weight:	Approx 62.9kg (138.7lbs)

Specifications

	Normal Voltage	12V
	Normal Capacity (20HR)	200.0AH
Terminal Type	Standard Terminal	F11
	Optional Terminal	-
Container Material	Standard Option	ABS
	Flame Retardant Option (FR)	ABS(UL94:VO)
Rated Capacity	200.0 AH/10.0A	(20hr, 1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	186.0 AH/18.6A	(10hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	160.0 AH/32.0A	(5hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	139.2 AH/46.4A	(3hr, 1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	110.0 AH/100.0A	(1hr, 1.67V/cell, 25°C / 77°F)
Max Discharge Current	1800A (5s)	
Internal Resistance	Approx 3.24mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -20 ~ 55°C (-4 ~ 131°F) Charge: 0 ~ 40°C (32 ~ 104°F) Storage: -20 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
	Nominal Operating Temp. Range	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Cycle Use	Initial Charging Current less than 50.0A Voltage 14.4V ~ 15.0V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -30mV/°C
	Standby Use	No limit on Initial Charging Current Voltage 13.5V ~ 13.8V at 25°C (77°F) Temp. Coefficient -20mV/°C
	Capacity affected by Temperature	40°C (104°F) 103% 25°C (77°F) 100% 0°C (32°F) 86%
Design Floating Life at 20°C	12 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	

Dimensions**F11 Terminal**

ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

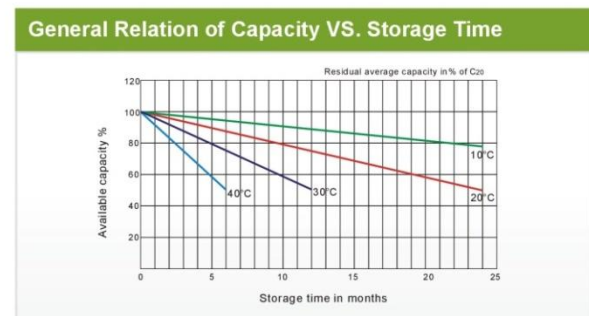
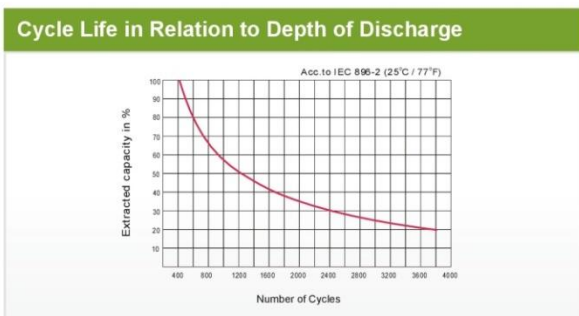
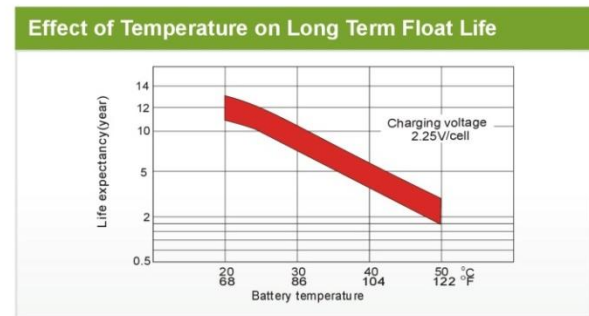
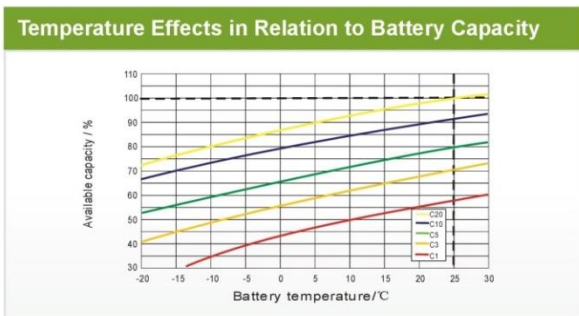
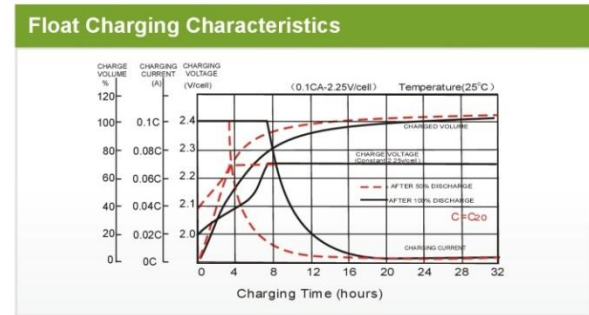
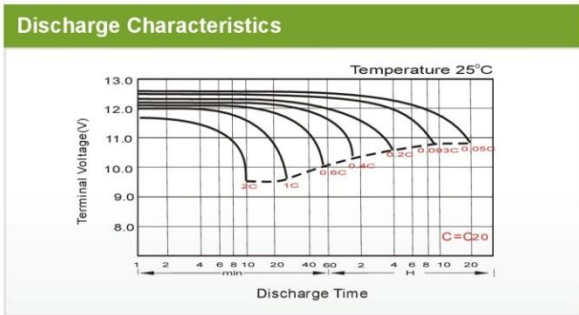
1

Ultracell (UK) Ltd | Vestey Business Park | Vestey Road | Liverpool | L30 1NY | United Kingdom
Tel: +44 (0) 151 523 2777 Fax: +44 (0) 151 523 0855 Email: info@ultracell.co.uk
www.ultracell.co.uk



Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C (77°F)														
F.V/Time	20 min	30 min	45 min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	169.2	132.8	101.3	84.8	53.8	41.0	34.0	29.3	25.3	22.4	20.2	18.5	17.5	9.60
1.80V/cell	193.8	148.4	111.7	93.6	58.2	43.9	36.0	30.8	26.6	23.5	21.2	19.4	18.2	10.0
1.75V/cell	217.8	163.2	120.8	100.2	61.7	46.4	37.7	32.0	27.5	24.3	21.9	20.0	18.6	10.2
1.70V/cell	234.6	174.8	128.3	106.0	65.4	48.3	39.0	33.0	28.5	25.1	22.5	20.5	19.0	10.3
1.67V/cell	244.2	181.6	132.8	110.0	67.1	49.9	39.9	33.7	28.9	25.5	22.9	20.8	19.3	10.4
1.60V/cell	264.6	194.4	142.7	116.8	69.8	51.9	41.4	34.7	29.6	26.0	23.3	21.2	19.6	10.6

Constant Power Discharge (Watts) at 25°C (77°F)														
F.V/Time	20 min	30 min	45 min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	20h
1.85V/cell	323.8	255.9	196.5	165.1	105.1	80.3	66.8	57.9	50.1	44.5	40.2	36.8	34.8	19.2
1.80V/cell	366.1	283.3	215.1	181.3	113.3	85.8	70.5	60.6	52.4	46.4	42.0	38.6	36.3	19.9
1.75V/cell	406.9	308.7	230.8	193.1	119.6	90.4	73.6	62.7	54.1	47.9	43.3	39.7	37.0	20.3
1.70V/cell	433.5	327.8	243.3	203.1	126.2	93.9	75.9	64.5	55.9	49.4	44.5	40.7	37.8	20.5
1.67V/cell	446.2	337.0	250.2	209.6	128.8	96.4	77.5	65.7	56.7	50.0	45.1	41.1	38.2	20.7
1.60V/cell	478.1	357.3	266.8	221.3	133.4	99.8	80.2	67.5	57.8	51.0	45.8	42.0	38.9	21.0



ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

ANEXO VIII

HOJA TÉCNICA DEL REGULADOR DE CARGA EMPLEADO EN EL DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO



CX series (10 – 40 A)

Solar Charge Controller with LC Display



- LC display
- Display indicates charge and discharge status
- Load disconnect prewarning by acoustic signal
- Load status indication
- Choose among five load disconnect algorithms
- Four-stage PWM charging algorithm with integrated temperature compensation
- Protected terminals (up to 16 mm² wire size)
- Full electronic protection
- Programmable nightlight function

The CX series offers outstanding features in this class. In addition to sophisticated PWM charge regulation with integrated temperature compensation, the CX controllers provide substantial display, programming, and safety functions. The battery state of charge is clearly displayed by means of a bar graph, as well as energy flow from and to the battery and the load status (e.g. overload, load short circuit).

The deep discharge protection function can be set to five different modes: two voltage-controlled, two SOC-controlled, or one adaptive (battery deep discharge protection). Acoustic alarms are built in and a programmable nightlight function as well. The CX-DR can optionally be used for DIN rail mounting.

Datasheet_CX series_1/2_e_2013-08-07_Subject to change without notice

www.phocos.com

Phocos AG
Magirus-Deutz-Str. 12
89077 Ulm, Germany

Tel. +49 731 9380688-0
Fax +49 731 9380688-50



CX series (10 – 40 A)

Solar Charge Controller with LC Display

Type	CX 10	CX 20	CX 40
System voltage	12/24 V auto recognition		
Max. charge/load current	10 A	20 A	40 A
Float charge	13.7/27.4 V (25 °C)		
Main charge	14.4/28.8 V (25 °C), 30 min. (daily)		
Boost charge	14.4/28.8 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.3/24.6 V		
Equalization	14.8/29.6 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.1/24.2 V		
Deep discharge protection: State-of-charge dependent	A: 11.4 – 11.9 V / 22.8 – 23.8 V B: 11.0 – 11.75 V / 22.0 – 23.5 V		
Voltage dependent	A: 11.0/22 V B: 11.5/23 V		
Adaptive	11.0 – 12.2 V / 22.0 – 24.4 V		
Reconnect level	12.8/25.6 V		
Overvoltage protection	15.5/31.0 V		
Undervoltage protection	10.5/21.0 V		
Max. panel voltage	30 V in 12 V system		
(Overvoltage protection by varistor)	50 V in 24 V system		
Temperature compensation	–25 mV/K at 12 V		
(Charge voltage)	–50 mV/K at 24 V		
Own consumption	< 4 mA		
Grounding	Positive grounding		
Ambient temperature	–40 to +50 °C (–20 °C: LC display)		
Max. height	4,000 m above sea level		
Battery type	Lead acid (GEL, AGM, flooded)		
Wire cross section	Up to 16 mm ²		
Weight	168 g		179 g
Dimensions (W x H x D)	92 x 93 x 38 mm		
Type of protection	IP22		

Datasheet_CX series_2/2_e_2013-08-07_Subject to change without notice

www.phocos.com

Phocos AG
Magirus-Deutz-Str. 12 Phone +49 731 9380688-0
89077 Ulm, Germany Fax +49 731 9380688-50

ANEXO IX

**HOJA TÉCNICA DE LOS INVERSORES EMPLEADOS EN EL
DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**



SI series (350 – 1500 W)

Pure Sine Wave Inverters



- Input/output fully isolated for more application flexibility
- Input and output protected against over and under voltage
- “Low power saving mode” < 1 W (350 W) increases system efficiency and reduces costs
- Advanced microprocessor optimises operation processes while reducing energy consumption
- Status indicator for operation verification
- Usual home appliances (supplied from AC mains) can be integrated in a small solar home system (12-48 voltage range)
- Certified for mobile applications (RVs, cars and many more), certification class B

This new product line of inverters converts DC energy from solar modules into clean, stable AC power that is ideal for powering demanding appliances. Phocos inverters are designed for high efficiency: Integrated advanced microprocessor technology combined with pure sine wave output makes them the perfect choice for use with high-end electronics and electrical equipment. Thanks to their low weight and long lifespan, the SI series is also ideal for mobile

and outdoor applications (e.g. RVs, cars and many more). An extra advantage: THD < 3 %.

As a special, high performance benefit Phocos True Sine Wave Inverters offer a less than 3 per cent THD (total harmonic distortion), providing top performance and superior efficiency. Overload, short circuit, DC over/under voltage and overheating protection are standard on all models.

Type: Model - SI 350	SI350-12110	SI350-12230	SI350-24110	SI350-24230
Rated Power	350 W			
Surge Power	700 W (6 s)			
Input	12 Vdc		24 Vdc	
Voltage range	10.5 to 15.5 Vdc		21.0 to 31.0 Vdc	
Shut down low battery	10.5 Vdc		21.0 Vdc	
Battery Low Voltage Alarm	11.0 Vdc		22.0 Vdc	
Shut down high battery	16 Vdc		32 Vdc	
No load current draw (A) @ nom. Voltage	< 0.65	< 0.9	< 0.32	< 0.5
Save Mode (A) min. @ nom. Voltage	< 0.09			
Output	110 Vac ¹	230 Vac ²	110 Vac ¹	230 Vac ²
Output Socket	Universal	Universal	Universal	Universal
Efficiency at rated Vdc, full load %	90	91	91	93
Dimensions	210 x 160 x 73 mm			
Weight	1.6 kg			

Note: Due to the high current demanded by inverters, they should be directly connected to the battery terminals.

Selectable:

¹ 100/110/115/120 Vac ± 5%

² 200/220/230/240 Vac ± 5%

Datasheet_SI series_1/2_e_2011-08-19_Subject to change without notice

www.renova-energia.com

Tel. +593 2 2234314
info@renova-energia.com



SI series (350 – 1500 W)

Pure Sine Wave Inverters

Type: Model - SI 700	SI700-12110	SI700-12230	SI700-24110	SI700-24230	SI700-48110	SI700-48230
Rated Power	700 W					
Surge Power	1400 W (6 s)					
Input	12 Vdc		24 Vdc		48 Vdc	
Voltage range	10.5 to 15.5 Vdc		21.0 to 31.0 Vdc		42.0 to 60.0 Vdc	
Shut down low battery	10.5 V		21.0 V		42.0 V	
Battery Low Voltage Alarm	11.0 V		22.0 V		44.0 V	
Shut down high battery	16 V		32 V		61 V	
No load current draw (A)	< 1.25	< 1.2	< 0.64	< 0.6	< 0.31	< 0.28
Stand-by current draw (A)	< 0.25		< 0.15		< 0.08	
Output	110 Vac	230 Vac	110 Vac	230 Vac	110 Vac	230 Vac
Output Socket	Universal	Universal	Universal	Universal	Universal	Universal
Efficiency at rated Vdc, full load %	89	91	92	91	93	94
Dimensions	310 x 192 x 75 mm					
Weight	2.7 kg					
Type: Model - SI 1500	SI1500-24110	SI1500-24230	SI1500-48110	SI1500-48230		
Rated Power	1500 W					
Surge Power	3000 W (6 s)					
Input	24 Vdc			48 Vdc		
Voltage range	21.0 to 31.0 Vdc			42.0 to 60.0 Vdc		
Shut down low battery	24.0 Vdc			42.0 Vdc		
Battery Low Voltage Alarm	22.0 Vdc			44.0 Vdc		
Shut down high battery	32 Vdc			61.0 Vdc		
No load current draw (A)	< 0.75	< 0.7	< 0.4	< 0.4	< 0.4	< 0.4
Stand-by current draw (A)	< 0.15					
Output	110 Vac	230 Vac	110 Vac	230 Vac	110 Vac	230 Vac
Output Socket	Universal	Universal	Universal	Universal	Universal	Universal
Efficiency at rated Vdc, full load %	92	90	93	93	94	94
Dimensions	420 x 205 x 90 mm					
Weight	4.8 kg					
All inverters						
AC Regulation	+/- 3%					
Frequency swith select. (Hz)	50/60 +/-0.1%					
Protections	Overload, Short Circuit, DC over/under Voltage, over Temperature					
Waveform	True Sine Wave					
Power factor cos Ø	-90° to + 90°					
Operating temperature	-20° C to + 40° C					
Storage temperature	-30° C to + 70° C					
Max. humidity operating	90%					
Safety Standards	Meet UL458					
Cooling	Load/temperature controlled fan					
Reverse polarity protection	No, will result in permanent damage					
Remote control unit	CR-6 (not for model SI 350) for 12 V and 24 V					

Datasheet_SI series_2/2_e_2011-08-19_Subject to change without notice

www.renova-energia.com

Tel. +593 2 2234314
info@renova-energia.com